



Martim Maria Pereira de Sousa Pereira Gonçalves

Licenciado em Engenharia de Materiais

Avaliação do Potencial Energético de Energias Renováveis Offshore em Portugal

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Professor João Miguel Murta Pina, DEE FCT/UNL

Co-orientador: Doutor Nuno Amaro, Centro de Investigação em Energia REN –
State Grid S.A.

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves - FCT/UNL

Arguente: Prof. Doutor Rui Miguel Amaral Lopes - FCT/UNL

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina - FCT/UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2018

Avaliação do Potencial Energético de Energias Renováveis Offshore em Portugal

Copyright © Martim Maria Pereira de Sousa Pereira Gonçalves, Faculdade de Ciências e Tecnologias, Universidade Nova de Lisboa.

Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com

objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao doutor Nuno Amaro pelo apoio, disponibilidade, aconselhamento e orientação desde o primeiro minuto até à entrega da dissertação. Foi uma honra e um prazer ter sido orientado por alguém tão conhecedor, entendido na área cujos feedbacks ajudaram e permitiram a redação da presente dissertação. Sem esta orientação teria sido impossível.

Um forte agradecimento também para todo o corpo docente do MEER que se mostrou sempre bastante prestável e competente durante toda a lecionação do mestrado. Um agradecimento especial para o Professor Mário Fernando Ventim Neves pela sua disponibilidade e ajuda em todos os aspetos da vida académica. Um Agradecimento especial também para o professor João Murta Pina pelo apoio prestado durante a redação da dissertação.

Aos meus colegas desejo um futuro promissor, cheio de sucessos e deixo aqui também o meu agradecimento pela ajuda nos desafios que enfrentamos juntos e também pela amizade contruída, a qual espero que se mantenha por muitos anos.

Queria também deixar um forte agradecimento aos meus amigos Francisco Azevedo e Silva por anteriormente me mostrar o que é “viver” uma tese, ao Martim Gallego pela amizade, consolo e motivação transmitida durante todo este tempo em que estive “internado” a escrever a dissertação. Aos meus amigos Francisco Val Ferreira e Sebastião Caetano Nunes agradeço o apoio e as “piadas” feitas sobre o tema

Por último queria agradecer o carinho, preocupação e ajuda da minha família, especialmente dos meus pais e em particular ao meu pai pela ajuda na revisão e os muitos comentários “a tua tese está toda mal escrita!”.

Muito obrigado a todos sem a vossa ajuda nunca teria sido possível escrever uma dissertação.

Resumo

Face à necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, ao aumento da procura de energia e a necessidade de substituir fontes de energia à base de combustíveis fósseis e poluentes por fontes de energias de origem renovável, pressupõem-se logo à partida que será necessária a elaboração de estudos de avaliação de potencial energético desses mesmos recursos renováveis. As fontes de energias disponíveis para aproveitamento energético ao longo da faixa costeira portuguesa devem também por isso ser consideradas. Nesse sentido o âmbito deste estudo centra-se na avaliação do potencial energético do vento e das ondas ao longo da costa portuguesa.

Na presente dissertação foram efetuados estudos de avaliação de disponibilidade de vento e ondas ao longo da faixa costeira portuguesa, sendo que, para o vento, foram avaliadas as velocidades características e posteriormente, considerando um conversor *SeaTitan 10MW*, simulado um possível aproveitamento energético desse mesmo vento. Para as ondas foram verificadas as condições típicas em termos de período e altura significativa, assim como a energia disponibilizada pelas mesmas e, posteriormente, a que poderia ser eventualmente extraída, caso se utilizasse um conversor *Pelamis*.

Tanto para o vento como para as ondas foi dividido o território nacional em 3 regiões distintas: Norte, centro e Sul com as amostras de Porto, Peniche e Sines respetivamente. Os dados recolhidos e tratados foram posteriormente comparados com a procura energética nacional a fim de verificar o possível impacto sentido na rede.

Palavras-chave: Potencial Energético; Energias Renováveis; Energia das ondas; Energia do vento *offshore*; Costa portuguesa.

Abstract

In view of the need to reduce greenhouse gas emissions, increased energy demand and the need to replace fossil fuels with renewable energy sources, it will be necessary to prepare studies to evaluate the energy potential of these same renewable resources. The energy available along the Portuguese coastline should therefore also be considered. In this sense, the scope of this study is focused on the evaluation of the wind and wave energy potential in the same territory.

In this study, wind and wave availability studies were carried out along the Portuguese coastline, the typical wind velocities were evaluated, and later, considering a SeaTitan 10MW converter, simulated a possible energy conversion to electricity of the available wind energy. For the waves the typical conditions in terms of period and significant wave height were verified, as well as their energy content and, later, the energy provided if a Pelamis converter were used.

For both wind and waves the national territory was divided into 3 distinct regions: North, Central and South with samples from Porto, Peniche and Sines respectively. The data collected and processed were subsequently compared to the national energy demand in order to verify the possible impact on the grid.

Keywords: Energy Potential; Renewable energy; Wave energy; Offshore wind energy; Portuguese coast.

Índice de matérias

_Toc4100766

1	Introdução.....	1
2	Revisão do estado da arte: recursos e tecnologias de aproveitamento energético <i>offshore</i>	3
2.1	Energia de Gradiente Térmico	3
2.2	Energia das Correntes e das marés.....	4
2.3	Energia de Gradiente de Salinidade	6
2.4	Vento <i>offshore</i>	6
2.4.1	Tecnologias de aproveitamento de vento <i>offshore</i>	7
2.5	Energia das ondas.....	10
2.5.1	Tecnologias de aproveitamento da energia das ondas	11
2.6	Estudos Sobre Potencial Energético <i>Offshore</i>	18
2.6.1	Ondas	18
2.6.2	Vento <i>Offshore</i>	20
3	Metodologia	23
3.1	Avaliação da disponibilidade de Recurso Energéticos	23
3.1.1	Ondas	23
3.1.2	Vento	27
3.1.3	Normalização.....	29
4	Resultados e Discussão	31
4.1	Vento	31
4.1.1	Avaliação da disponibilidade de recurso	31
4.1.2	Energia disponibilizada para a rede elétrica	53
4.1.3	Impacte na produção energética	62
4.1.4	Discussão	65
4.2	Ondas	67
4.2.1	Avaliação da disponibilidade de recursos	67
4.2.2	Energia disponível	81
4.2.3	Energia disponibilizada para a rede elétrica	89

4.2.4	Impacte na rede elétrica	103
4.2.5	Discussão	109
5	Conclusões	113
6	Referências.....	115
	Anexos.....	119
1.	Datasheet Pelamis.	121
2.	Datasheet SeaTitan 10MW.	123
3.	Mapas de vento de todos os meses.....	125
4.	Mapas de vento meses típicos	135
5.	Mapas de vento por ano	139
6.	Mapas de vento por estação	143
7.	Mapas de ondas de todos os meses.....	147
8.	Mapa de ondas meses típicos.....	155
9.	Mapa de ondas por ano.....	159
10.	Mapa de ondas por estação	163
11.	Histogramas Porto	167
12.	Histogramas Peniche	173
13.	Histogramas Sines	179

Índice de Figuras e Tabelas

FIGURA 2.1 - ESQUEMA DE UM SISTEMA OTEC (SARMENTO, ET AL., 2014)	3
FIGURA 2.2 – PARAFUSO DE ARQUIMEDES (SARMENTO, ET AL., 2014).....	6
FIGURA 2.3 - PAPAGAIO DE MARÉ (SARMENTO, ET AL., 2014).....	6
FIGURA 2.4 TIPOS DE FUNDAÇÕES PARA BAIXAS PROFUNDIDADES (BRETON AND MOE 2009)	8
FIGURA 2.5 - PROTÓTIPOS DE FUNDAÇÕES PARA AEROGERADORES OFFSHORE (BRETON AND MOE 2009)	9
FIGURA 2.6 - PROTÓTIPOS DE TURBINAS OFFSHORE DE EIXO VERTICAL (SUN, HUANG, & WU, 2012)	10
FIGURA 2.7 - ESQUEMA DE UM DISPOSITIVO DE CAO ADAPTADO DE (SARMENTO ET AL. 2014).....	12
FIGURA 2.8 – OSPREY (AQUATERRA, 1994)	13
FIGURA 2.9 – BBDB ADAPTADO DE (SARMENTO, ET AL., 2014)	13
FIGURA 2.10 - MIGHTY WHALE (OUR ENERGY, 2015).....	14
FIGURA 2.11 – AWS (FALCÃO, 2010)	15
FIGURA 2.12 – PELAMIS (PELAMIS WAVE POWER, 2008)	16
FIGURA 2.13 – WAVEROLLER (AW-ENERGY, 2018).....	16
FIGURA 2.14 - WAVE DRAGON (WAVE ENERGY CENTRE, 2004)	17
FIGURA 2.15 - SÍNTESE DE TECNOLOGIAS DE APROVEITAMENTO ENERGÉTICO OFFSHORE DE ONDAS.....	17
FIGURA 2.16 - POTENCIAL ENERGÉTICO DAS ONDAS (LEANDRO, 2003).....	19
FIGURA 2.17 - ENERGIA DO VENTO A 10M DO NÍVEL DO MAR (CARVALHO, ROCHA, GÓMEZ-GESTEIRA, & SILVA SANTOS, 2017) ..	21
FIGURA 2.18 - ENERGIA DO VENTO A 120M DO NÍVEL DO MAR (CARVALHO, ROCHA, GÓMEZ-GESTEIRA, & SILVA SANTOS, 2017) .	21
FIGURA 3.1 - SÍNTESE DA METODOLOGIA PROPOSTA	23
FIGURA 3.2 - PROPRIEDADE DE UMA ONDA (THOMAS 2012).....	25
FIGURA 3.3 - ALGORITMO USADO APARA ELABORAÇÃO DOS MAPAS DE DISPONIBILIDADE DE ENERGIA A PARTIR DAS ONDAS.....	25
FIGURA 3.4 - ALGORITMO USADO PARA ELABORAÇÃO DOS HISTOGRAMAS.....	26
FIGURA 3.5 - CURVA DE POTÊNCIA SEATITAN 10MW	29
FIGURA 4.1 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORA DURANTE O MÊS DE JANEIRO DE 2014	31
FIGURA 4.2 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORA DURANTE O MÊS DE ABRIL DE 2015	32
FIGURA 4.3 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO TÍPICA POR HORA DO MÊS DE FEVEREIRO.....	33
FIGURA 4.4 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO TÍPICA POR HORA DO MÊS DE SETEMBRO.....	33
FIGURA 4.5 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORA DURANTE O ANO DE 2013	34
FIGURA 4.6 - VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO POR HORA DURANTE O ANO DE 2015	34
FIGURA 4.7 - VELOCIDADE MÉDIA TÍPICA POR HORA DA ESTAÇÃO DE INVERNO	35
FIGURA 4.8 – VELOCIDADE MÉDIA TÍPICA POR HORA DA ESTAÇÃO DE VERÃO	35
FIGURA 4.9 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO – PORTO.....	37
FIGURA 4.10 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PORTO 2013	37
FIGURA 4.11 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PORTO 2014	38
FIGURA 4.12 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PORTO 2015	38
FIGURA 4.13 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PORTO 2016	39

FIGURA 4.14 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PORTO 2017	39
FIGURA 4.15 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DO PORTO	40
FIGURA 4.16 - VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO AO LARGO DO PORTO	40
FIGURA 4.17 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL DO VENTO TÍPICA AO LARGO DO PORTO	41
FIGURA 4.18 - VELOCIDADE TÍPICA DO VENTO EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DO PORTO	41
FIGURA 4.19 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO – PENICHE	42
FIGURA 4.20 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PENICHE 2013	42
FIGURA 4.21 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PENICHE 2014	43
FIGURA 4.22 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PENICHE 2015	43
FIGURA 4.23 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DE VENTO - PENICHE 2016.....	44
FIGURA 4.24 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - PENICHE 2017	44
FIGURA 4.25 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DE PENICHE.....	45
FIGURA 4.26 - VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO AO LARGO DE PENICHE.....	46
FIGURA 4.27 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL DO VENTO TÍPICA AO LARGO PENICHE	46
FIGURA 4.28 - VELOCIDADE TÍPICA DO VENTO EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DE PENICHE	46
FIGURA 4.29 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES	47
FIGURA 4.30 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES 2013	48
FIGURA 4.31 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES 2014	48
FIGURA 4.32 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES 2015	49
FIGURA 4.33 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES 2016	49
FIGURA 4.34 - DISTRIBUIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO - SINES 2017	50
FIGURA 4.35 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DE SINES.....	50
FIGURA 4.36 - VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO AO LARGO DE SINES.....	51
FIGURA 4.37 - VELOCIDADE MÉDIA MENSAL DO VENTO TÍPICA AO LARGO DE SINES	51
FIGURA 4.38 - VELOCIDADE TÍPICA DO VENTO EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DE SINES	52
FIGURA 4.39 - OUTPUT ANUAL DE ENERGIA - PORTO	53
FIGURA 4.40 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DO PORTO	54
FIGURA 4.41 - ENERGIA MÉDIA ANUAL EXTRAÍDA AO LARGO DO PORTO	55
FIGURA 4.42 - ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA DE CADA MÊS AO LARGO DO PORTO	55
FIGURA 4.43 - ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DO PORTO	56
FIGURA 4.44 - OUTPUT ANUAL DE ENERGIA – PENICHE	56
FIGURA 4.45 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DE PENICHE	57
FIGURA 4.46 - ENERGIA MÉDIA ANUAL EXTRAÍDA AO LARGO DE PENICHE	57
FIGURA 4.47- ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA DE CADA MÊS AO LARGO DE PENICHE	58
FIGURA 4.48 - ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DE PENICHE	58
FIGURA 4.49 - OUTPUT ANUAL DE ENERGIA – SINES.....	59
FIGURA 4.50 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA PARA TODOS OS ANOS DE ESTUDO AO LARGO DE SINES	60

FIGURA 4.51 - ENERGIA MÉDIA ANUAL EXTRAÍDA AO LARGO DE SINES	60
FIGURA 4.52 - ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA DE CADA MÊS AO LARGO DE SINES	61
FIGURA 4.53 - ENERGIA TÍPICA EXTRAÍDA EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DE SINES	61
FIGURA 4.54 - NORMALIZAÇÃO DO LADO DO RECURSO, PRODUÇÃO E CARGA AO LARGO DO PORTO	63
FIGURA 4.55 - NORMALIZAÇÃO DO LADO DO RECURSO, PRODUÇÃO E CARGA AO LARGO DE PENICHE	63
FIGURA 4.56 - NORMALIZAÇÃO DO LADO DO RECURSO, PRODUÇÃO E CARGA AO LARGO DE SINES	64
FIGURA 4.57 - COMPARAÇÃO DA DISPONIBILIDADE EÓLICA PARA AS REGIÕES ESTUDADAS	65
FIGURA 4.58 - COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA PARA AS REGIÕES ESTUDADAS	66
FIGURA 4.59 - COMPARAÇÃO DO OUTPUT ANUAL DE ENERGIA POR REGIÃO	66
FIGURA 4.60 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O MÊS DE FEVEREIRO DE 2016	68
FIGURA 4.61 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O MÊS DE AGOSTO DE 2017	68
FIGURA 4.62 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE UM TÍPICO MÊS DE FEVEREIRO	69
FIGURA 4.63 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE UM TÍPICO MÊS DE AGOSTO	70
FIGURA 4.64 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O ANO DE 2016	70
FIGURA 4.65 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O ANO DE 2017	71
FIGURA 4.66 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O INVERNO	71
FIGURA 4.67 - ENERGIA MÉDIA DAS ONDAS POR HORA DURANTE O VERÃO	72
FIGURA 4.68 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2014, PORTO	73
FIGURA 4.69 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2015, PORTO	74
FIGURA 4.70 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2016, PORTO	74
FIGURA 4.71 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2017, PORTO	74
FIGURA 4.72 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - INVERNO DE 2016, PORTO	75
FIGURA 4.73 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - VERÃO DE 2014, PORTO	75
FIGURA 4.74 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2014, PENICHE	76
FIGURA 4.75 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2015, PENICHE	76
FIGURA 4.76 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2016, PENICHE	77
FIGURA 4.77 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2017, PENICHE	77
FIGURA 4.78 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - INVERNO DE 2015, PENICHE	78
FIGURA 4.79 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - VERÃO DE 2014, PENICHE	78
FIGURA 4.80 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2014, SINES	79
FIGURA 4.81 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2015, SINES	79
FIGURA 4.82 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2016, SINES	80
FIGURA 4.83 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - 2017, SINES	80
FIGURA 4.84 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - INVERNO DE 2014, SINES	81
FIGURA 4.85 - ALTURA SIGNIFICATIVA (Hm0) Vs PERÍODO (T) - VERÃO DE 2016, SINES	81
FIGURA 4.86 - ENERGIA CONTIDA NAS ONDAS AO LARGO DO PORTO	82
FIGURA 4.87 - ENERGIA MÉDIA MENSAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DO PORTO	83

FIGURA 4.88 - ENERGIA MÉDIA ANUAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DO PORTO	83
FIGURA 4.89 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DAS ONDAS EM CADA MÊS POR HORA AO LARGO DO PORTO	83
FIGURA 4.90 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA ESTAÇÃO POR HORA AO LARGO DO PORTO	84
FIGURA 4.91 - ENERGIA CONTIDA NAS ONDAS AO LARGO DE PENICHE	85
FIGURA 4.92 - ENERGIA MÉDIA MENSAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	85
FIGURA 4.93 - ENERGIA MÉDIA ANUAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	86
FIGURA 4.94 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DAS ONDAS EM CADA MÊS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	86
FIGURA 4.95 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DAS ONDAS EM CADA ESTAÇÃO AO LARGO DE PENICHE	86
FIGURA 4.96 - ENERGIA CONTIDA NAS ONDAS AO LARGO DE SINES	87
FIGURA 4.97 - ENERGIA MÉDIA MENSAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE SINES	88
FIGURA 4.98 - ENERGIA MÉDIA ANUAL DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE SINES	88
FIGURA 4.99 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DAS ONDAS EM CADA MÊS POR HORA AO LARGO DE SINES	88
FIGURA 4.100 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DAS ONDAS EM CADA ESTAÇÃO POR HORA AO LARGO DE SINES	89
FIGURA 4.101 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2014 AO LARGO DO PORTO.....	90
FIGURA 4.102 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2015 AO LARGO DO PORTO.....	90
FIGURA 4.103 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2016 AO LARGO DO PORTO.....	91
FIGURA 4.104 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2017 AO LARGO DO PORTO.....	91
FIGURA 4.105 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM PELAMIS AO LARGO DO PORTO	92
FIGURA 4.106 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA POR HORA AO LARGO DO PORTO	92
FIGURA 4.107 - ENERGIA MÉDIA ANUAL EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DO PORTO	93
FIGURA 4.108 - ENERGIA MEDIA TÍPICA EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DO PORTO.....	93
FIGURA 4.109 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA ESTAÇÃO EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DO PORTO.....	93
FIGURA 4.110 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2014 AO LARGO DE PENICHE	94
FIGURA 4.111 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2015 AO LARGO DE PENICHE	95
FIGURA 4.112 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2016 AO LARGO DE PENICHE	95
FIGURA 4.113 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2017 AO LARGO DE PENICHE	96
FIGURA 4.114 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM PELAMIS AO LARGO DE PENICHE	96
FIGURA 4.115 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	97
FIGURA 4.116 - ENERGIA MÉDIA EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	97
FIGURA 4.117 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA MÊS EXTRAÍDAS DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	98
FIGURA 4.118 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA ESTAÇÃO EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE PENICHE	98
FIGURA 4.119 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2014 AO LARGO DE SINES	99
FIGURA 4.120 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2015 AO LARGO DE SINES	99
FIGURA 4.121 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2016 AO LARGO DE SINES	100
FIGURA 4.122 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM CONVERSOR PELAMIS PARA O ANO DE 2017 AO LARGO DE SINES	100
FIGURA 4.123 - ENERGIA EXTRAÍDA POR UM PELAMIS AO LARGO DE SINES	101
FIGURA 4.124 - ENERGIA MÉDIA MENSAL EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE SINES	101

FIGURA 4.125 - ENERGIA MÉDIA ANUAL EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE SINES	102
FIGURA 4.126 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA MÊS EXTRAÍDA DAS ONDAS POR HORA AO LARGO DE SINES	102
FIGURA 4.127 - ENERGIA MÉDIA TÍPICA DE CADA MÊS EXTRAÍDA POR HORA AO LARGO DE SINES	103
FIGURA 4.128 - DIA TÍPICO DE INVERNO NORMALIZADO AO LARGO DO PORTO	104
FIGURA 4.129 - DIA TÍPICO DE PRIMAVERA NORMALIZADO AO LARGO DO PORTO	104
FIGURA 4.130 - DIA TÍPICO DE VERÃO NORMALIZADO AO LARGO DO PORTO	105
FIGURA 4.131 - DIA TÍPICO DE OUTONO NORMALIZADO PARA A REGIÃO AO DO PORTO.....	105
FIGURA 4.132 - DIA TÍPICO DE INVERNO NORMALIZADO AO LARGO DE PENICHE	105
FIGURA 4.133 - DIA TÍPICO DE PRIMAVERA NORMALIZADO AO LARGO DE PENICHE.....	106
FIGURA 4.134 - DIA TÍPICO DE VERÃO NORMALIZADO AO LARGO DE PENICHE	106
FIGURA 4.135 - DIA TÍPICO DE OUTONO NORMALIZADO AO LARGO DE PENICHE	107
FIGURA 4.136 - DIA TÍPICO DE INVERNO NORMALIZADO AO LARGO DE SINES	107
FIGURA 4.137 - DIA TÍPICO DE PRIMAVERA NORMALIZADO AO LARGO DE SINES.....	108
FIGURA 4.138 - DIA TÍPICO DE VERÃO NORMALIZADO AO LARGO DE SINES	108
FIGURA 4.139 - DIA TÍPICO DE OUTONO NORMALIZADO AO LARGO DE SINES	108
FIGURA 4.140 - COMPARAÇÃO DE RECURSO NUM DIA TÍPICO DE INVERNO.....	109
FIGURA 4.141 - COMPARAÇÃO DE RECURSO NUM DIA TÍPICO DE PRIMAVERA.....	109
FIGURA 4.142 - COMPARAÇÃO DE RECURSO NUM DIA TÍPICO DE VERÃO	110
FIGURA 4.143 - COMPARAÇÃO DE RECURSO NUM DIA TÍPICO DE OUTONO	110
FIGURA 4.144 - COMPARAÇÃO DA ENERGIA EXTRAÍDA NUM DIA TÍPICO DE INVERNO	111
FIGURA 4.145 - COMPARAÇÃO DA ENERGIA EXTRAÍDA NUM DIA TÍPICO DE PRIMAVERA.....	111
FIGURA 4.146 - COMPARAÇÃO DA ENERGIA EXTRAÍDA NUM DIA TÍPICO DE VERÃO	111
FIGURA 4.147 - COMPARAÇÃO DA ENERGIA EXTRAÍDA NUM DIA TÍPICO DE OUTONO	112
 TABELA 1 - DESENVOLVIMENTO DAS TECNOLOGIAS DE ENERGIA A PARIR DAS ONDAS (CRUZ & SARMENTO, 2004)	 11

Lista de siglas

AWS – Arquimedes Wave Swing;

BBDB - Backward Bent Duct Buoy;

CAO - Coluna de Água Oscilante;

ECMWF - European Center for Medium Weather Forecasts.;

EMEC - European Marine Energy Centre

h - Hora

Hm0 - Altura significativa;

k - Fator de forma;

m – Metro por segundo

OSPReY - Ocean Swell Powered Renewable Energy

OTEC - Ocean Thermal Energy Conversion;

PTO - Power Take-Off;

s – Segundo

T – Período;

v - Velocidade do vento

W – Watt

WFA - Wind Float Atlantic;

γ - fator de escala;

λ - Comprimento de onda;

1 Introdução

A energia presente nos oceanos é extremamente abundante e dispersa e considerada renovável. Dada a conjuntura europeia atual é espectável que até 2050, a energia proveniente dos oceanos represente cerca de 10% de toda a energia produzida na União Europeia. Como tal, o papel dos oceanos no fornecimento de energia poderá desempenhar um importante papel na política energética europeia e ajudar a atingir os objetivos que passam pela transição de um sistema energético assente nos combustíveis de origem fóssil para uma base de origem renovável e limpa que ainda irá desempenhar um forte papel na redução da dependência energética, no combate às alterações climáticas e à redução de emissões de gases com efeito de estufa (Ocean Energy Forum, 2016).

À luz da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho 2009, que promove a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, onde se insere a energia presente nos oceanos: *“É necessário fixar regras transparentes e inequívocas para calcular a quota de energia proveniente de fontes renováveis e para determinar quais são essas fontes. Neste contexto, deverá ser incluída a energia presente nos oceanos e noutras massas de água sob a forma de ondas, correntes marinhas, marés, gradientes de energia térmica oceânica e gradientes de salinidade.”* (Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, 2009).

As diversas tecnologias de aproveitamento energético da energia existente nos oceanos encontram-se em diferentes fases de desenvolvimento, existindo uma grande variedade de recursos com possível exploração. Para que as diferentes tecnologias possam ser utilizadas a uma escala industrial, estas vão ter de evoluir desde a fase de investigação e desenvolvimento, passando pela fase de protótipo e ainda de demonstração e pré comercial. Tudo isto implica investimentos na área, algo que a união europeia tem nos seus planos para o sector energético, com a expectativa de estas poderem vir a ser aproveitamentos energéticos importantes e sustentáveis (Ocean Energy Forum, 2016).

No caso de Portugal, sendo um país voltado para o mar e com uma forte tradição marítima, o aproveitamento energético dos seus recursos torna-se natural e uma tendência crescente. Por esse motivo seria previsível que Portugal fosse um dos pioneiros no seu aproveitamento energético, nomeadamente em relação à energia das ondas com os projetos na ilha do pico, *AWS*, *Pelamis* e *Wave Roller*. E mais recentemente o aproveitamento eólico *offshore*, com a instalação do *WindFloat*, a primeira turbina flutuante instalada no atlântico (Sarmiento, et al., 2014).

Esta dissertação integrará no seu conteúdo, um estudo da disponibilidade de recursos eólicos e de ondas ao largo da costa portuguesa com o intuito de avaliar o seu potencial e disponibilidade numa base anual.

Após a verificação do potencial energético contido na faixa costeira portuguesa será considerado um conversor de teste para cada um dos recursos (ondas e vento). A energia elétrica obtida à saída dos sistemas de aproveitamento energético serão analisada e avaliada nos termos do panorama energético nacional, pretendendo-se com isso verificar o seu peso no diagrama de carga médio diário normalizado.

O principal objetivo do presente relatório passa então por caracterizar a faixa costeira portuguesa em termos de disponibilidade de recurso para que, no futuro, sejam estudados diferentes tipos de conversores tanto eólicos como de energia das ondas de forma a facilitar a escolha daqueles que estejam mais adaptados às condições que se verificam ao largo da costa nacional e se possa vir a investir num futuro em que, tanto as eólicas offshore, como a energia das ondas tenham um contributo energético mais significativo do que aquele que é verificado atualmente. Tudo isto elevaria o contributo das energias renováveis no panorama energético de Portugal que consequentemente iria reduzir a pegada de carbono tanto do país como da Europa e também do Mundo e potenciar a independência energética de combustíveis à base de petróleo.

2 Revisão do estado da arte: recursos e tecnologias de aproveitamento energético *offshore*

No presente capítulo será feito um levantamento das tecnologias para aproveitamento energético *offshore*. No entanto, o estudo do potencial energético *offshore* focar-se-á somente na energia proveniente das ondas e do vento por serem estas aquelas se se encontram dentro do âmbito e objetivos desta dissertação.

Serão incluídos ainda neste capítulo, dados de diversos estudos que dão conta do potencial energético existente, não só ao longo da costa portuguesa como a nível europeu e mundial, novamente, focando somente nos recursos eólicos e de ondulação, por estes serem aqueles que serão focados ao longo do documento.

2.1 Energia de Gradiente Térmico

A tecnologia de gradiente térmico, em inglês *Ocean Thermal Energy Conversion* (OTEC), produz energia elétrica a partir do gradiente térmico natural existente no oceano. O calor presente na água à superfície é usado para aquecer um líquido de trabalho com um baixo ponto de ebulição, o vapor deste fluido de trabalho por sua vez irá fazer girar uma turbina e assim, a energia mecânica convertida em eletricidade. A água mais fria e a maior profundidade é bombeada até à superfície para condensar o vapor (Figura 2.1) (Pelc & Fujita, 2002).

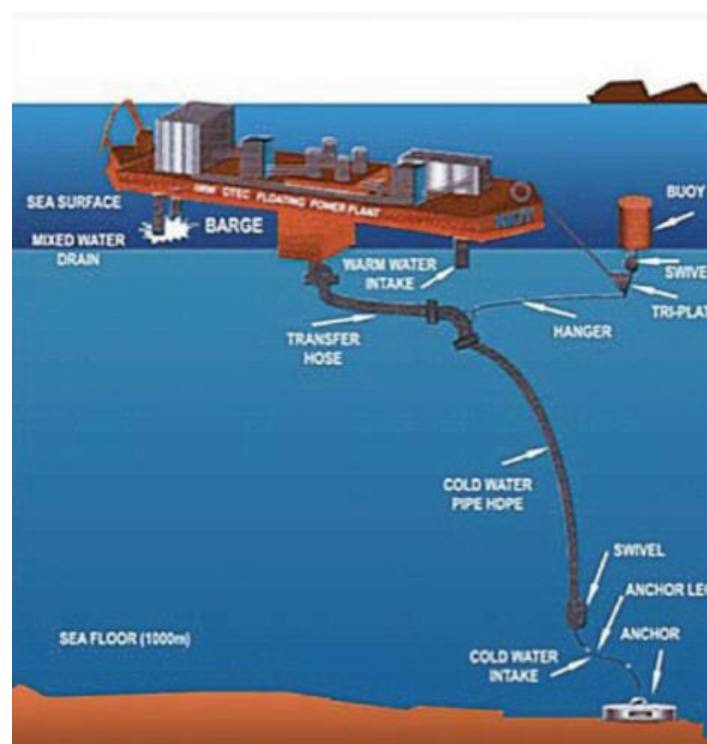


Figura 2.1 - Esquema de um sistema OTEC
(Sarmiento, et al., 2014)

O primeiro sistema de gradiente térmico foi proposto em 1881 pelo físico francês Jacques Arsene d'Arsonval e tinha por base um ciclo de Rankine. Em 1930 o seu estudante George Claude construiu o primeiro sistema de gradiente térmico em Matanzas, Cuba. Neste sistema o líquido de trabalho usado foi a própria água da superfície do oceano num ciclo que iria ter o seu nome – O ciclo de Claude. Este sistema funcionou durante algumas semanas até ser destruído por uma tempestade. A sua potência era inferior a 20 kW, que era o valor desejado. Muito por culpa da localização escolhida, este sistema tinha ainda a particularidade de produzir água dessalinizada (Claude, 1930).

O desenvolvimento desta tecnologia foi forçado pela crise energética de 1973 e em 1979 o protótipo proposto por D'Arsonval foi testado no Havai numa plataforma flutuante e com uma potência nominal de 18 kW (Vega, 2002).

Em Okinawa, no Japão houve, até ao final de 2014, uma operação de testes da tecnologia OTEC com uma potência instalada de 50 kW (OTEC Foundation, 2013).

Este tipo de sistema pode ter um impacto negativo no ambiente marinho circundante devido as descargas de água fria misturada com água quente, o que leva à criação de uma corrente de água fria que se vai afundando. O uso continuado deste sistema pode, a longo prazo, levar ainda a um decréscimo da temperatura da água à superfície e a um aumento da mesma no leito submarino (Pelc & Fujita, 2002).

Existe também a possibilidade de libertação de químicos tóxicos, presentes no fluido de trabalho, para o ambiente marítimo. O impacto e arrastamento de micro-organismos pelos tubos de tomada de água também é um impacto negativo. Todos estes fatores podem levar ao desaparecimento de algumas espécies marítimas locais (Pelc & Fujita, 2002).

Este tipo de tecnologia é especialmente útil em regiões tropicais, com elevado gradiente térmico marítimo, onde a dependência de combustíveis fósseis é tipicamente mais elevada (Sarmiento, et al., 2014).

2.2 Energia das Correntes e das marés

A energia proveniente das marés tira proveito das correntes por estas geradas ou então através da subida e descida do nível do mar (Sarmiento, et al., 2014). As marés resultam da rotação da terra juntamente com os campos gravíticos da lua e do sol. A variação do nível do mar entre a maré vazia e maré cheia pode ser alvo de aproveitamento tanto por plataformas flutuantes como fixas, em estuários ou oceanos (OTEO, 2014).

No caso em que se aproveita a variação do nível do mar a energia é obtida usando as diferenças de alturas acima e abaixo de uma barragem, dando origem a um fluxo de água que por ação da gravidade faz girar uma turbina (OTEO, 2012). Para correntes provocadas pela variação de marés, no seu aproveitamento energético, são dispostas turbinas ao longo de um canal, onde as correntes provocadas tenham velocidades consideráveis. Existe ainda a possibilidade da colocação deste tipo de turbinas

debaixo de água. Estas têm ainda a particularidade de serem projetadas para que seja possível a passagem de peixes e sedimentos transportados pela água. Para baixas velocidades de correntes (abaixo de 2 m.s^{-1}), o aproveitamento energético não é viável enquanto velocidades suficientemente elevadas podem danificar as turbinas (Pelc & Fujita, 2002).

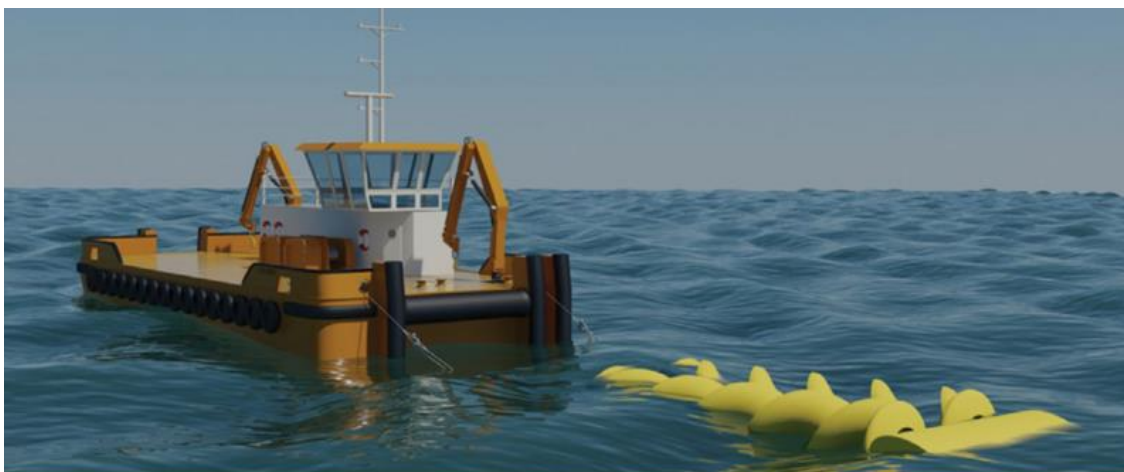
A aproveitamento energético deste tipo surgiu em 1966 com a construção da barragem de La Rance em França que é atualmente a segunda maior produção mundial deste tipo com uma potência instalada de 240 MW (Sarmiento, et al., 2014).

O Sistema HS300, da empresa Andritz Hydro Hammerfest, foi o primeiro a ser ligado à rede com sucesso, instalado na Noruega em 2003 com uma potência de 300 kW e funcionou durante 4 anos. O seu desenvolvimento deu origem a um modelo mais potente de 1 MW, o HS1000, o primeiro a ser instalado no *European Marine Energy Centre* (EMEC), conectado à rede em 2012 (Andritz Hydro Hammerfest, 2018).

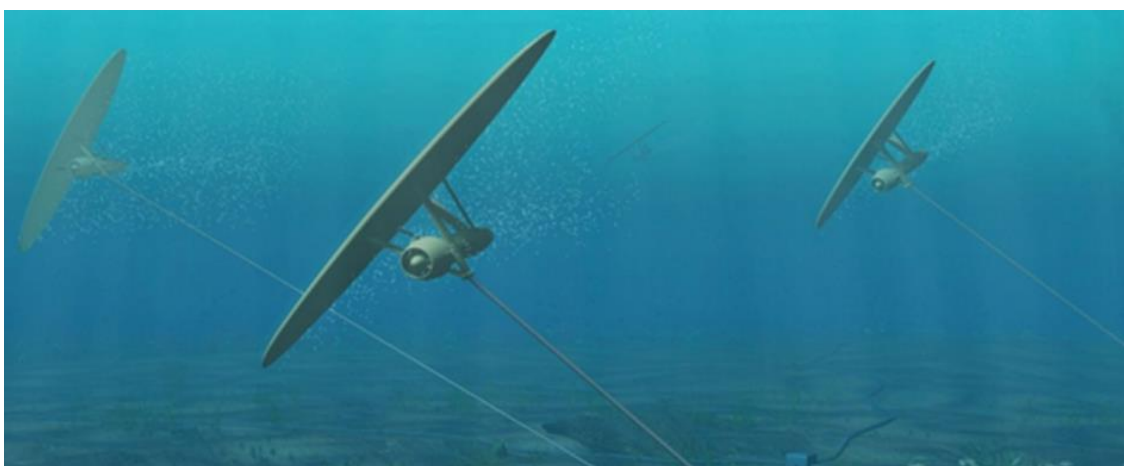
Em 2011 foi construído em Sihung City, Coreia do Sul, o maior aproveitamento energético a partir de marés conhecido por *Sihwa Tidal Power Plant*, com 260 MW de potência e um fluxo constante de água. O aproveitamento energético é feito através do desnível entre a altura da maré cheia e a do reservatório, que gera um fluxo de água que aciona várias turbinas (Renewable Energy World, 2005). Existem ainda diversos projetos e protótipos tais como o parafuso de Arquimedes (Figura 2.2) e o papagaio de maré (Figura 2.3) (Sarmiento, et al., 2014).

Os impactes sobre o ambiente dos conversores de aproveitamento de energia a partir de marés na foz dos estuários são relativamente semelhantes aos de uma barragem. Estas podem alterar o fluxo de água salgada que entra e sai, fazendo variar a salinidade destes ecossistemas relativamente sensíveis, únicos e insubstituíveis, que servem por vezes de incubadora para diversas espécies. Pelo que, aproveitamentos de larga escala devem ser evitados nestes locais e tomar especial cuidado aos impactes causados durante a fase de construção. Outros impactes causados por barragem podem ser a redução de intensidade das correntes marítimas, alteração do alcance das variações de salinidade e a alteração do leito, que irá ter implicações diretas na comunidade marítima (Pelc & Fujita, 2002).

As turbinas de correntes de maré serão então aquelas com impactes menos significativos, pois não bloqueiam a foz de rios ou outros canais, nem impedem migrações de animais marinhos e não alteram a hidrologia do meio. Por estas serem o tipo de turbinas mais sustentáveis, os desenvolvimentos caminham neste sentido. Os aproveitamentos de correntes e marés têm ainda a vantagem de serem altamente previsíveis, o que torna atrativo o seu desenvolvimento (Pelc & Fujita, 2002).



*Figura 2.2 – Parafuso de Arquimedes
(Sarmiento, et al., 2014)*



*Figura 2.3 - Papagaio de Maré
(Sarmiento, et al., 2014)*

2.3 Energia de Gradiente de Salinidade

A energia produzida a partir do gradiente de salinidade existente adapta-se especialmente às condições existentes na foz dos rios onde há mistura entre água doce e salgada. Nestas condições é possível o aproveitamento energético com recurso à técnica de osmose inversa retardada. No processo as moléculas de sal forçam a passagem da água doce por uma membrana semipermeável, provocando um aumento de pressão no reservatório de água salgada e consequentemente no seu fluxo. Esse mesmo fluxo é então usado para acionar uma turbina (Sarmiento, et al., 2014).

2.4 Vento *offshore*

A energia elétrica produzida a partir do vento é obtida através dos fluxos naturais de ar que existem na atmosfera terrestre. As pás das turbinas absorvem a energia cinética do vento, convertendo-a em

energia mecânica que aciona um gerador para produzir energia elétrica (Wind Energy Association American, 2014)).

A energia eólica é um tipo de energia limpa e renovável porque a energia produzida pelos aerogeradores é isenta de emissões de gases poluentes. Com o aumento do número de parques eólicos e a escassez de espaço para a implantação de novas instalações em terra, a opção de parques eólicos *offshore* começa a ser uma opção viável e atrativa (Breton & Moe, 2009).

Apesar de as turbinas eólicas *offshore*, serem neste momento mais dispendiosas de instalar e manter, existem várias vantagens em relação as homónimas *onshore*. A começar pela qualidade do vento, que tende a ser de maior intensidade e mais estável no mar, o que consequentemente provoca um aumento de produção por unidade instalada. Fora da costa os aerogeradores podem ainda aumentar significativamente as suas dimensões, pois é mais fácil o transporte de componentes de grandes dimensões por via marítima em vez de transporte terrestre. Como as turbinas são também erguidas em alto mar, não existe propriamente um limite para as suas dimensões, algo que em terra é imposto. Com um maior afastamento da costa pode ainda eliminar-se os impactes visuais e sonoros o que pode levar ainda à modificação do *design* turbinas com a finalidade de aumentar a sua eficiência. Existe ainda uma grande área disponível para instalação de grandes parques eólicos (Bilgili, Yasar, & Simsek, 2011).

Em contrapartida, são necessárias ligações com cabos submarinos bem como a montagem em alto mar que requer fundações marítimas que consequentemente fazem escalar os custos de instalação, bem como a integração na rede e ainda necessidade de aumentar a capacidade da rede junto à costa. A construção e manutenção dos parques *offshore* é também condicionada pelas condições meteorológicas e os acessos mais complexos (Bilgili, Yasar, & Simsek, 2011).

A primeira turbina eólica *offshore*, foi instalada na suécia em 1990, dispunha de uma potência de 220 kW, localizava-se a 350m da costa e era suportada por um tripé, ancorado no leito a cerca de 6m de profundidade (Esteban, Diez, López, & Negro, 2011).

Entre 1991 e 1998 tiveram lugar vários projetos onde foram testados vários tipos de fundações e turbinas de 450 a 600 kW até 4km da costa e profundidades de 6m. O ano 2000 marcou o início da fase comercial das turbinas *offshore* (Esteban, Diez, López, & Negro, 2011).

2.4.1 Tecnologias de aproveitamento de vento *offshore*

As turbinas de aproveitamento de vento *offshore* são semelhantes às turbinas utilizadas em terra (*onshore*). No entanto são necessárias algumas modificações devido ao meio onde estão inseridas, nomeadamente a proteção contra a corrosão, um controlo interno de temperatura e uma tinta de elevado grau e guindastes de serviço montados no local para fazer erguer as turbinas preparados para as condições *offshore* (Sun, Huang, & Wu, 2012).

Os produtores de turbinas mais populares na produção eólica *offshore* são a Siemens Gamesa Renewable Energy com uma quota de 64% do mercado seguida pela MHI Vestas Offshore Wind com

22% e ainda pela Senvion e a Adwen com 5% cada. Todas juntas somam 96% do número total de turbinas instaladas. Tipicamente a potência das turbinas usadas para este tipo de aproveitamentos energéticos varia de 2 a 8 MW (Wind Europe, 2018).

Um dos principais desafios na conceção das turbinas *offshore* é a sua estrutura: a torre e as fundações que, ao contrário das mesmas *onshore* devem ser projetadas para ventos tipicamente mais fortes e más condições marítimas (Henderson, et al., 2003).

As torres que contém a *nacelle* e o rotor da turbina estão fixas a uma fundação que, normalmente está fixa no leito submarino. Devem ser suficientemente fortes para suportar climas adversos com ventos ciclónicos e as ondas sem que seja danificado o sistema de produção de energia elétrica. Tipicamente as torres são ocas e o seu diâmetro diminui à medida que se sobe em altura. (Sun, Huang, & Wu, 2012).

As fundações representam o maior esforço financeiro deste tipo de investimentos e são dependentes das condições do local de implantação, tais como o tipo de solo submarino, profundidade, a altura das ondas e as correntes. Precisamente devido às fundações, as turbinas eólicas *offshore* são principalmente construídas em profundidades inferiores a 30m e perto da costa tipicamente com fundações postes únicos (Figura 2.4b) e de base gravítica (Figura 2.4a). No entanto, devido ao elevado esforço financeiro, diferentes tipos de fundações continuam a ser investigados. Um tipo de fundações são as caixas de sucção, instaladas no solo oceânico que, através da sucção bombeiam a água para fora das caixas, criando um diferencial de pressões. As vantagens deste tipo de fundações é a sua rapidez de montagem e facilidade de desmontagem no final do tempo de vida útil. Este tipo de fundações pode ser disposto poste único (Figura 2.4c), ou tripé (Figura 2.4e). Outro tipo de estrutura é a utilização de vários postes assentes no leito submarino (Figura 2.4d) (Breton & Moe, 2009).

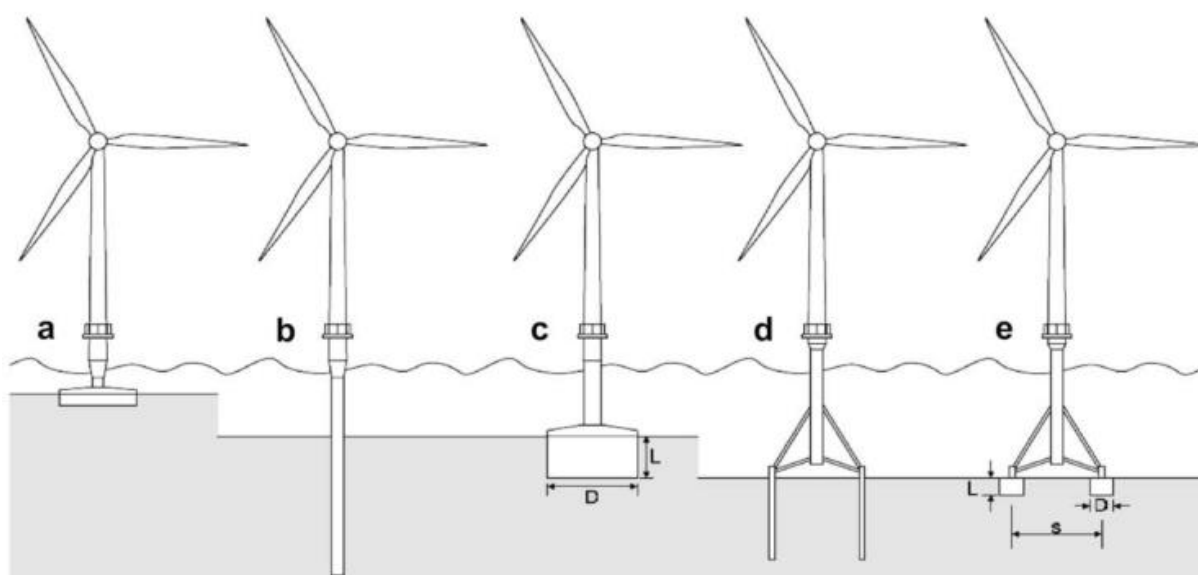


Figura 2.4 Tipos de Fundações para baixas profundidades
(Breton and Moe 2009)

Com elevado número de projetos eólicos *offshore* torna-se necessário avançar para mais longe da costa e para maiores profundidades, o que implica a conceção de novas estruturas e fundações para superar este desafio, devido ao elevado custo de instalação de fundações no leito submarino. As fundações flutuantes podem ser uma opção e estão sob investigação vários protótipos (Henderson, et al., 2003). Um desses protótipos é o de balastro estabilizado. Aqui o balastro é usado para dar um centro de gravidade abaixo da superfície flutuante, onde está montado o aerogerador, conferindo estabilidade ao sistema. São ainda usadas linhas de amarração ancoradas no fundo oceânico para manter a turbina no local. Outros protótipos incluem também linhas de amarração fixas no fundo oceânico, variando apenas a estrutura, podendo a base estar submersa ou ainda usar as linhas de amarração para fixar uma plataforma flutuante (Figura 2.5) (Breton & Moe, 2009).

Outro tipo de turbinas menos convencionais são as turbinas de eixo vertical. Apesar de não serem as mais comuns e de estarem ainda em fase de protótipo, podem vir a ser o tipo de aerogeradores mais adaptado aos desafios *offshore*, por apresentarem uma melhor relação custo-benefício em zonas mais profundas, também por apresentarem uma estrutura relativamente simples, funcionarem independentemente da direção do vento, terem um baixo centro de gravidade e um baixo custo de manutenção. Este tipo de turbinas tem ainda a particularidade de poderem ser desenvolvidas para dimensões bastante superiores que as turbinas de eixo horizontal, que consequentemente faz baixar o custo da energia (Figura 2.6) (Sun, Huang, & Wu, 2012).

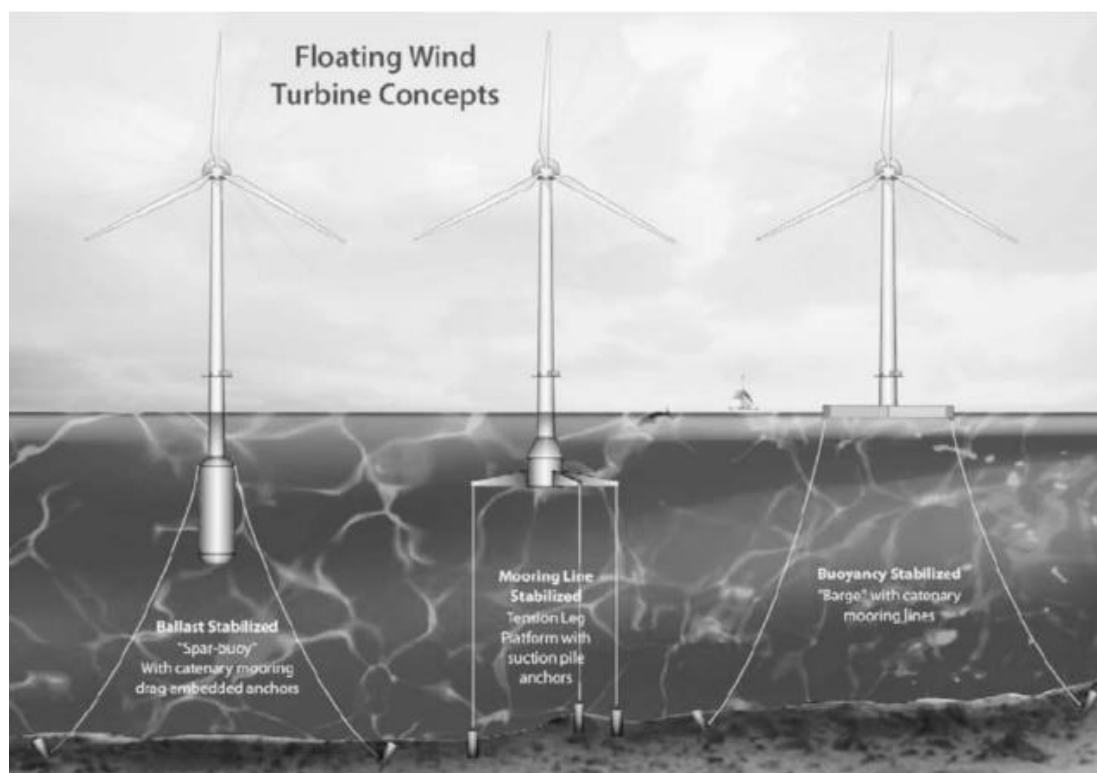


Figura 2.5 - Protótipos de fundações para aerogeradores offshore
(Breton and Moe 2009)

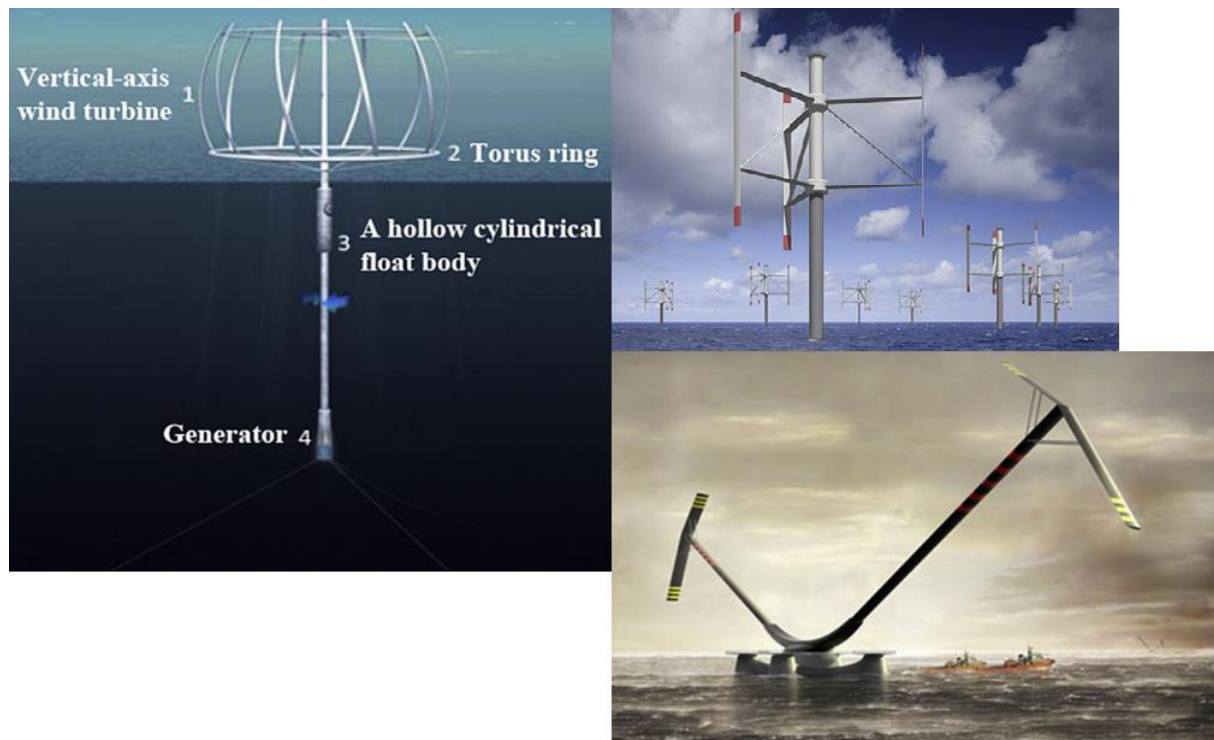


Figura 2.6 - Protótipos de turbinas offshore de eixo vertical
(Sun, Huang, & Wu, 2012)

2.5 Energia das ondas

As ondas são criadas através do vento que se desloca junto à superfície do oceano. Podem, no entanto, ser também criadas através de pressões atmosféricas ou atrações gravíticas. Sismos e outros movimentos na superfície terrestre podem também dar origem a ondas, conhecidas estas por *tsunamis*. O vento quando se desloca à superfície do oceano, “empurra” as moléculas de água e força-as a seguir a mesma direção que o vento ainda que a uma velocidade inferior. Um movimento contínuo do vento permite que tanto a altura como o período das ondas aumentem. A altura da onda é determinada pela velocidade do vento, pelo alcance (distância na qual o vento excita a onda), pela profundidade e superfície do fundo oceânico (Thomas, 2012).

As primeiras propostas para aproveitamento energético das ondas são do século XVIII, no entanto o início do seu desenvolvimento começou com o comandante Yoshio Masuda por volta da década de 60 com boias de sinalização alimentadas por energia das ondas (Falcão, 2014).

A crise do mercado petrolífero de 1973 expôs a elevada dependência do petróleo e a necessidade de criar formas de energia alternativas. Por esse motivo o Reino Unido criou um programa de investigação e desenvolvimento em energia das ondas onde o seu principal objetivo era a criação de centrais com uma potência global de 2GW. O programa foi abandonado na década 80 mas outros países, incluindo Portugal, seguiram o exemplo e iniciaram a investigação e desenvolvimento de tecnologias de aproveitamentos de energias das ondas (

Tabela 1) (Cruz & Sarmiento, 2004).

Tabela 1 - Desenvolvimento das tecnologias de energia a partir das ondas (Cruz & Sarmento, 2004)

1960	Princípios	
	Meados	Bóias Comandante Y. Masuda
	Finais	
1970	Princípios	Propostas Salter para a produção de energia em larga escala
	Meados	Programa Reino Unido (2 GW)
	Finais	
1980	Princípios	Teoria linear no domínio da frequência
	Meados	Primeiras centrais piloto no Japão e na Noruega
	Finais	Modelos lineares no domínio do tempo de WEC's
1990	Princípios	Análise linear no domínio da frequência de conjuntos de WEC's
	Meados	Modelos "Wave-to-Wire" de WEC's
	Finais	Análise hidrodinâmica não linear de WEC's
2000	Princípios	Testes no mar de diversas centrais piloto
	Meados	Demonstração da tecnologia
	Finais	Demonstração da viabilidade económica da tecnologia

Nota: WEC's : Wave Energy Converters (dispositivos de extracção de energia das ondas)

As tecnologias de aproveitamento energético das ondas podem ser divididas em 3 principais categorias: os dispositivos costeiros (*shoreline*), próximos da costa (*near-shore*) e afastados da costa (*offshore*). Os dispositivos *shoreline*, como o próprio nome indica são instalados sobre a linha costeira. Os dispositivos *near-shore* e *offshore* divergem apenas nas profundidades do local onde são instalados sendo que as *near-shore* são tipicamente instaladas em locais onde a profundidade não vai além dos 20 m e assentes no fundo oceânico. Os dispositivos *offshore* tendem a ser instalados em locais com profundidade com cerca de 50 m e são tipicamente estruturas flutuantes (Cruz & Sarmento, 2004).

2.5.1 Tecnologias de aproveitamento da energia das ondas

Nesta dissertação serão apenas analisados os principais dispositivos *near-shore* e *offshore* por serem aqueles que se enquadram no tema abordado. Apesar de existirem diversos tipos de conversores, serão apenas referenciados os que são considerados, do ponto de vista tecnológico, mais maduros.

2.5.1.1 Coluna de Água Oscilante (CAO)

A tecnologia de CAO (Figura 2.7) pode ser dividida em duas subcategorias: as de estrutura fixa e as flutuantes. As primeiras são mais adaptadas a zonas costeiras e próximas da costa, instaladas em escarpas rochosas ou no fundo oceânico. Este dispositivo tem a sua estrutura parcialmente submersa e uma abertura abaixo do nível do mar. O ar fica aprisionado dentro da estrutura e acima da água do mar, o movimento ondulatório das ondas faz criar fluxos de ar que acionam uma turbina que produz energia elétrica. O tipo de turbinas mais frequentemente utilizado são as turbinas *Wells* de fluxo axial (Falcão, 2010).

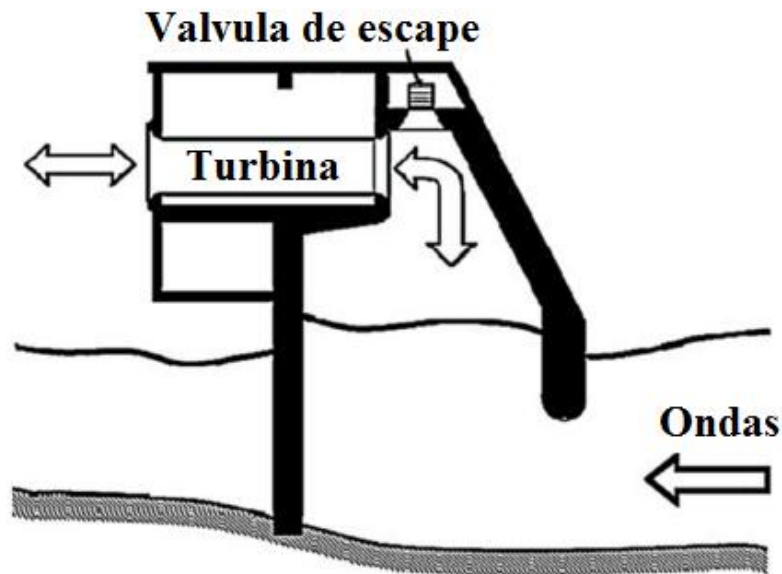


Figura 2.7 - Esquema de um dispositivo de CAO adaptado de (Sarmiento et al. 2014)

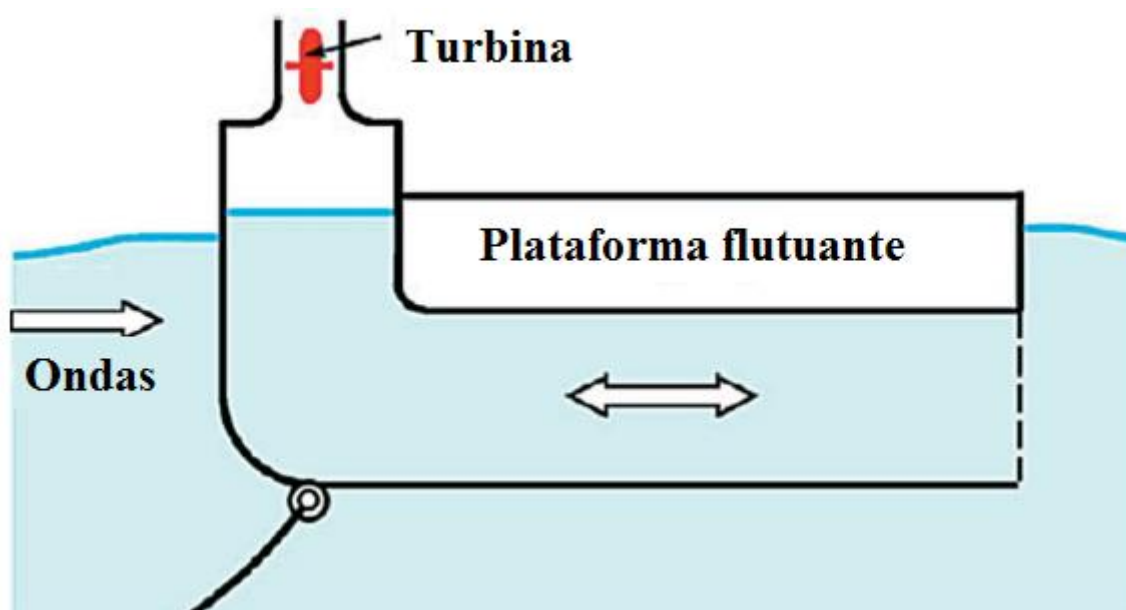
Um dispositivo que utiliza um sistema de CAO é o OSPREY (*Ocean Swell Powered Renewable Energy*), (Figura 2.8) desenvolvido nos anos 90 pela *WaveGen*. Este sistema é colocado em locais onde a profundidade é de 20 m, rebocado até ao local e posteriormente submerso pelo enchimento das suas paredes ocas, ficando assim, assente no fundo (Cruz & Sarmiento, 2004). Tem uma potência característica de 2MW. Chegou a ser instalado ao largo da costa escocesa muito embora tenha sido destruído pelo mar em 1995 (Falcão, 2010).

As estruturas flutuantes tiveram o início do seu desenvolvimento através do senhor *Yoshio Masuda* com as boias de sinalização alimentadas pela energia das ondas. Mais desenvolvimentos a partir das suas abordagens levaram à criação de um novo conceito de aproveitamento de energia das ondas: a boia inversa de canal curvo, em inglês, *Backward Bent Duct Buoy* (BBDB) (Figura 2.9), neste sistema, o canal de alimentação de água do mar está no lado oposto à direção de incidência das ondas o que tem a vantagem de se poder criar um comprimento suficientemente grande de coluna de água por forma a criar ressonância enquanto o fluxo de ar é mantido em níveis aceitáveis. O sistema BBDB foi já usado para alimentar cerca de mil boias de navegação por países como o Japão, China, Dinamarca, Coreia e Irlanda (Sarmiento, et al., 2014).

Outro dispositivo de CAO é o *Mighty Whale* (Figura 2.10), desenvolvido no Japão, o qual tem 3 câmaras de ar lado a lado e em cada uma turbina *Wells* acionada pelos fluxos de ar gerados pelas ondas. A sua Potência é de 110 kW (Falcão, 2010). Originalmente este dispositivo foi projetado para fornecer energia às pisciculturas bem como a purificação da água do mar. A estrutura é ancorada a profundidades à volta dos 40 m (Cruz & Sarmiento, 2004).



*Figura 2.8 – OSPREY
(Aquaterra, 1994)*



*Figura 2.9 – BBDB
Adaptado de (Sarmiento, et al., 2014)*

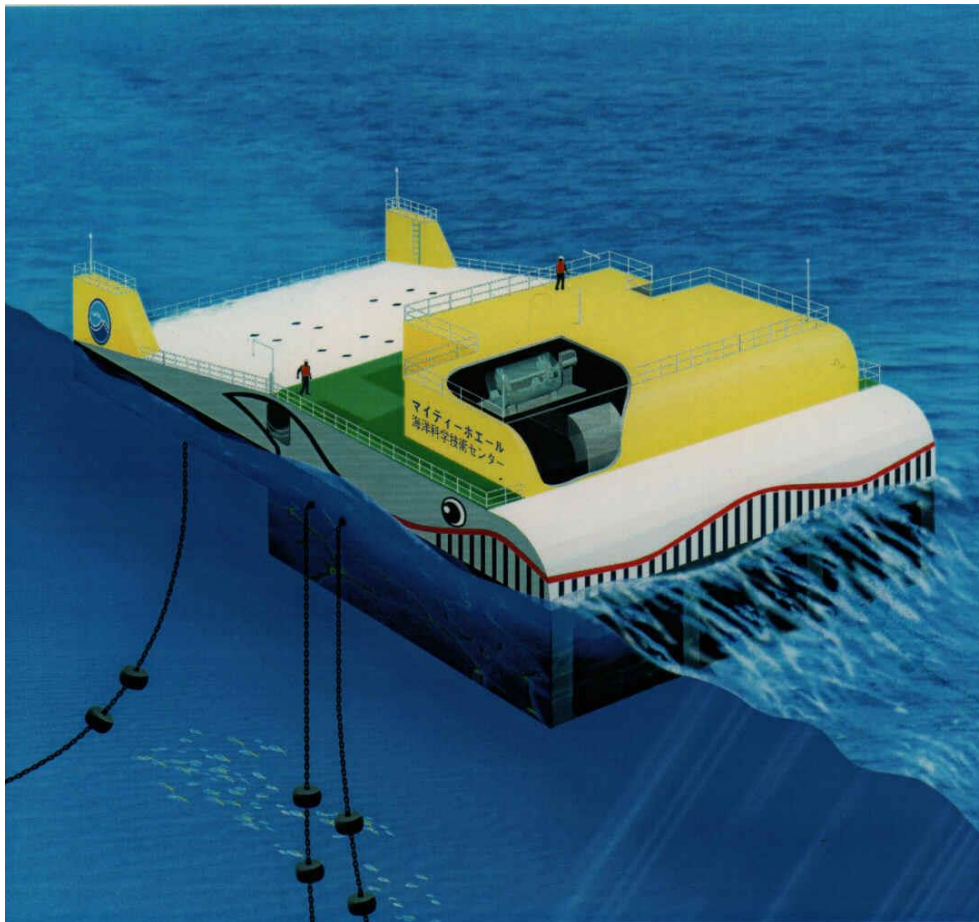


Figura 2.10 - Mighty Whale
(Our Energy, 2015)

2.5.1.2 Sistemas de corpo Oscilante

Os dispositivos de corpo oscilante podem ser flutuantes ou fixos no leito submarino e exploram as ondas mais energéticas, onde a profundidade é tipicamente superior a 40 m. O conceito base no aproveitamento energético consiste numa estrutura fixa e uma boia que oscila com a ondulação, sendo este movimento aproveitado para gerar energia elétrica (Sarmiento, et al., 2014).

Um sistema deste tipo é o *Archimedes Wave Swing* (AWS). Este dispositivo é completamente submerso e na sua parte superior encontra-se um flutuador, oco, sendo a sua base, também ela oca, fixa. Ambas as partes são preenchidas com ar sob pressão, de modo a que, à passagem das ondas o flutuador sofra uma oscilação vertical em torno do equilíbrio. Este movimento do flutuador em relação à base aciona um gerador de indução, convertendo energia mecânica em energia elétrica (Wave Energy Centre, 2004).

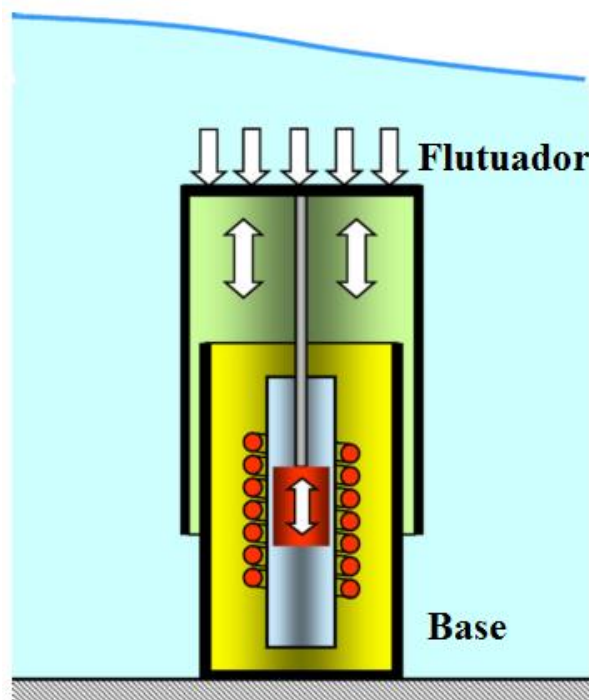
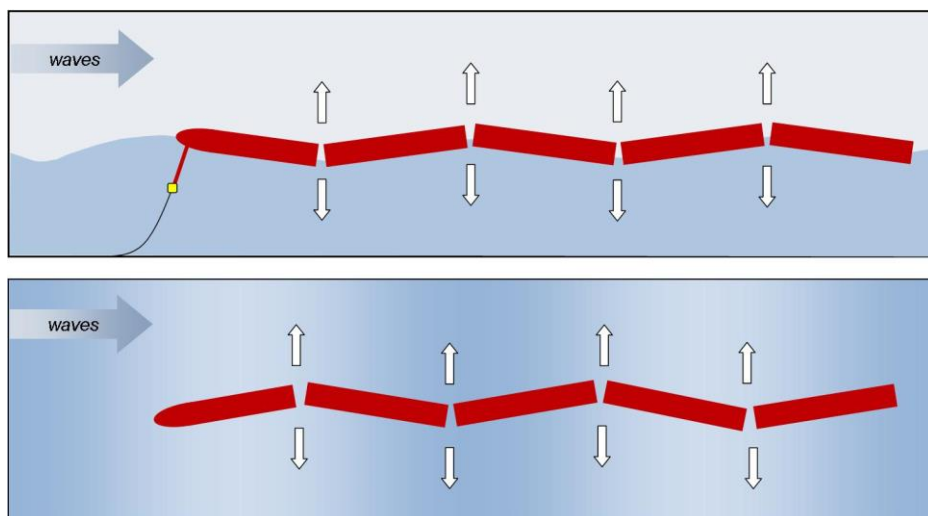


Figura 2.11 – AWS
(Falcão, 2010)

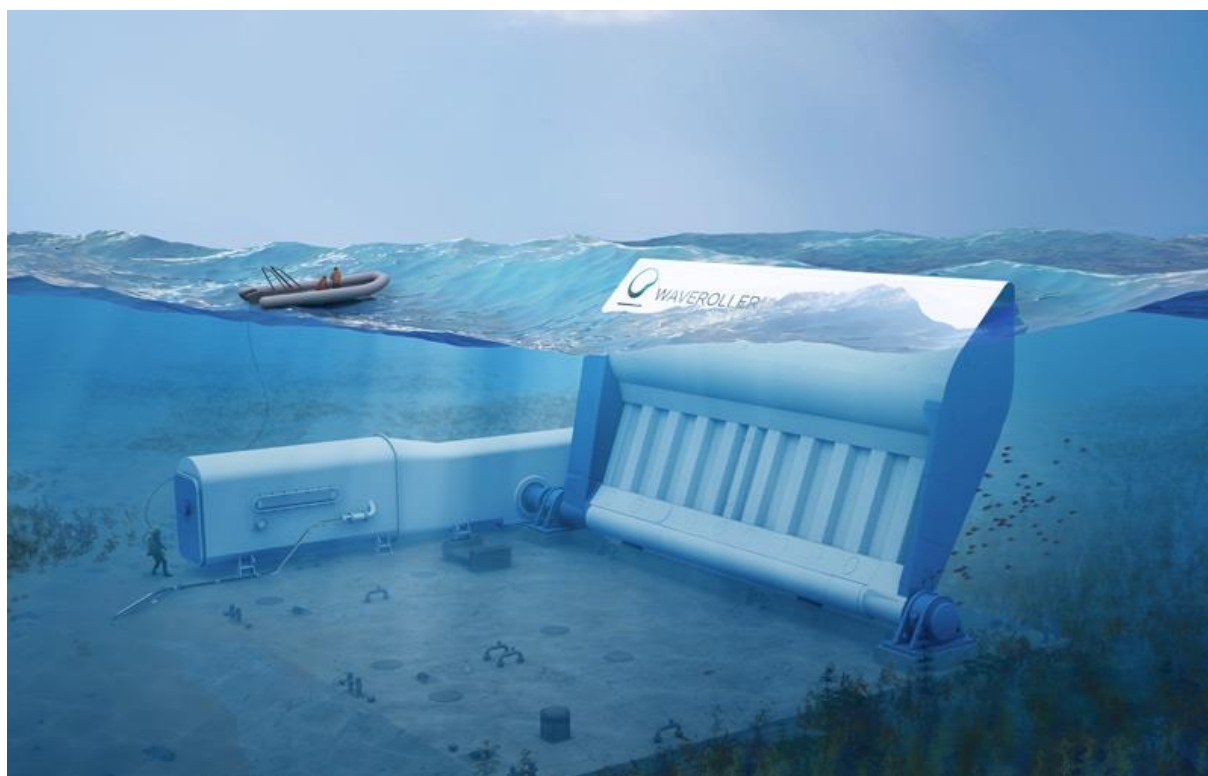
O Pelamis (Figura 2.12), é um sistema que opera em locais onde a profundidade é tipicamente superior a 50 m e entre a 2 a 10 km da costa. O dispositivo é composto por 5 secções tubulares articuladas que permite o movimento em duas direções. Todo o sistema é flutuante, semi-submerso e orientado na direção incidente das ondas. A passagem das ondas provoca um movimento articulado das secções. Cada secção funciona de forma independente e o seu movimento é convertido em eletricidade através de um sistema hidráulico PTO (*Power Take-Off*) existente nas juntas que, ao resistir ao movimento ondulatório das ondas, bombeiam um fluido para acumuladores de alta pressão que permitem uma geração controlada e contínua (Pelamis Wave Power, 2008).

O WaveRoller (Figura 2.13) é um dispositivo adaptado para zonas *nearshore* (entre 0,3 e 2 km da costa) com profundidades que podem variar entre os 8 e os 20 m. O dispositivo tanto pode ser submerso como apenas parcialmente submerso e é ancorado no leito submarino. Em zonas onde a profundidade é de 8 a 20 m, ocorre o fenómeno de *surge* que consiste num alongamento do movimento das partículas de água, que se deslocam em movimentos circulares até encontrarem o fundo. A interação com o leito submarino alonga a trajetória das partículas de água para uma forma elíptica, o que resulta numa amplificação do movimento horizontal das moléculas e um consequente aumento da força da ondulação, ideal para o WaveRoller. A forma de aproveitamento energético é baseada no movimento de vai e vem provocado pelas ondas abaixo da superfície, esse movimento é transferido para um painel, que ao também praticar este movimento, bombeia um fluido dentro de um sistema hidráulico fechado PTO. Tal como no pelamis, o fluido alimenta acumuladores de alta pressão que permitem uma geração contínua e controlada. Cada dispositivo tem uma capacidade que pode ir de 350 kW a 1000 kW e um

fator de capacidade tipicamente de 25 a 50% consoante as condições do local de instalação (AW-Energy, 2018).



*Figura 2.12 – Pelamis
(Pelamis Wave Power, 2008)*



*Figura 2.13 – WaveRoller
(AW-Energy, 2018)*

2.5.1.3 Dispositivos de galgamento

Os sistemas de aproveitamento energético das ondas por galgamento, capturam a água da crista das ondas para um reservatório acima do nível médio da água do mar e por ação gravítica, a água do

reservatório desce por um canal onde é instalada uma ou mais turbinas hidráulicas para a geração de energia elétrica, semelhante ao efetuado numa central hidroelétrica (Falcão 2010).

O *Wave dragon* (Figura 2.14) é um exemplo de sistema flutuante de aproveitamento energético das ondas por galgamento *offshore*, onde a ondulação em alto mar galga a superfície de uma rampa de acesso a um reservatório onde é acumulada água que é posteriormente direcionada para um canal onde serão instaladas turbinas hidráulicas Kaplan de baixa altura de queda que fazem gerar energia elétrica e devolver água ao mar (Wave Energy Centre, 2004).

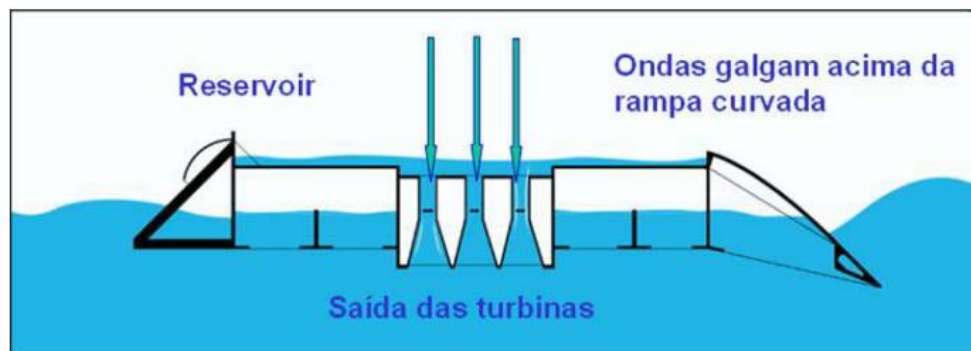


Figura 2.14 - Wave dragon
(Wave Energy Centre, 2004)

Seguidamente é apresentada uma tabela síntese (Figura 2.15), distinguida por classes, das tecnologias de aproveitamento energético das ondas abordadas.

Coluna de água oscilante (CAO)	<ul style="list-style-type: none"> • Estrutura Fixa - OSPREY • Flutuantes - BBDB, Migthy Whale
Corpo Oscilante	<ul style="list-style-type: none"> • Submerso - AWS, WaveRoller • Flutuante - Pelamis
Galgamento	<ul style="list-style-type: none"> • Offshore - Wave Dragon

Figura 2.15 - Síntese de tecnologias de aproveitamento energético offshore de ondas

2.6 Estudos Sobre Potencial Energético *Offshore*

Neste capítulo será feito um levantamento bibliográfico de alguns estudos de avaliação do potencial energético da costa portuguesa em relação à disponibilidade de vento e ondas. Haverá também lugar para a caracterização das condicionantes que afetam o desempenho dos dispositivos de aproveitamento energético *offshore*.

2.6.1 Ondas

Em todo o mundo estima-se que haja uma potência de 250 GW de potência passível de ser instalado, o que equivaleria a 10% da procura de energia elétrica (Sarmiento, 2004). No (Ocean Energy Forum, 2016) é referido um potencial energético europeu de 350 TWh de eletricidade o que equivale a cerca de 10% da procura de energia prevista para 2050, sendo estimado também que 100 GW de potência sejam instalados também, até 2050.

Portugal tem, segundo (Sarmiento, 2004) bem como (Quercus, 2016) uma capacidade para ter instalados 5 GW de potência, o equivalente a 20% da potencia instalada.

Podemos verificar, pela análise da (Figura 2.16), que disponibilidade de recurso ao longo da costa portuguesa varia consideravelmente. Também podemos verificar a existência de maior potencial energético na região mais a norte de Lisboa com particular incidência ao largo da costa de Peniche e Nazaré.

Peniche foi já o local escolhido para a instalação de um protótipo WaveRoller à escala 1:4 em 2007. Passados 4 meses o dispositivo foi melhorado através de um novo PTO (power Take-Off) e foi provado que este tipo de sistema funciona na conversão de energia das ondas. De 2010 a 2014 foi instalado um modelo, também de WaveRoller, numa escala de 1:2 de 3 painéis, instalados na mesma fundação de aço (AW-Energy, 2018).

Diversos fatores podem influenciar a aptidão de um local para receber um projeto de aproveitamento energético das ondas. A primeira condicionante e talvez a mais importante é a disponibilidade de ondas numa base anual. Sendo que, o pretendido serão os locais com uma boa regularidade e consistência durante todo o ano, de preferência sem grandes oscilações entre as estações de maior e menor disponibilidade de recurso. Outro ponto com importância é a existência de infraestruturas em terras que permitam uma ligação à rede de distribuição de energia elétrica. Também é importante avaliar o fluxo de energia médio das ondas no local. É claro que o objetivo da ligação à rede é a comercialização da energia, por esse motivo é preciso pesar os custos de implantação e operação das tecnologias de aproveitamento com a remuneração oferecida, contando com as tarifas subsidiadas de apoio à produção de energia a partir das ondas. A escolha do local deve também entrar em conta com fatores climáticos, como por exemplo as condições marítimas, temperatura, velocidade do vento, entre outros, pois estes podem influenciar as condições em que a tecnologia é instalada bem como o seu rendimento e tudo isso acarreta custos. Um dos principais pontos a focar é também a interferência nos interesses

de usos a nível local, como por exemplo: indústria, atividades recreativas, pesca e até implicações ambientais (Goldman, 2012).

Outros fatores que também podem ser referenciados para serem tidos em conta e influenciam a decisão do local de instalação do projeto, nomeadamente se irá ser um projeto costeiro (*shoreline*), perto da costa (*near shore*) ou mesmo *offshore* são: o nível de salinidade, o leito oceânico e as configurações possíveis para ancoramentos, correntes, entre outras (Goldman, 2012).

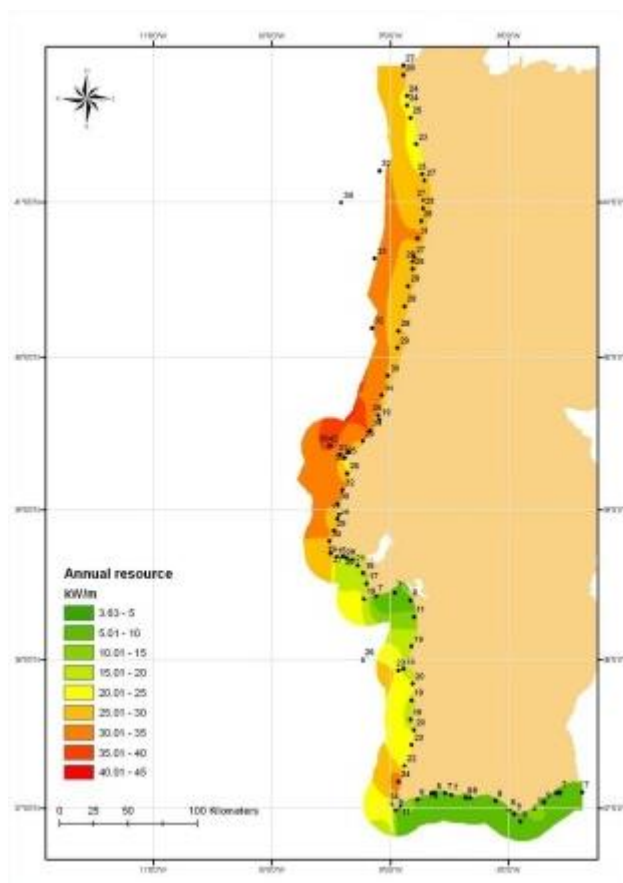


Figura 2.16 - Potencial energético das ondas
(Leandro, 2003)

Em Portugal, Peniche tem particular interesse neste tipo de projetos pois tem uma boa e constante disponibilidade de ondas bem como um fluxo médio anual de energia a partir deste recurso bastante promissor. Possui ainda infraestruturas preparadas para uma ligação à rede e, a existência a nível nacional de conhecimentos e desenvolvimento tecnológicos servem de alavancagem para este tipo de projetos. Em Peniche existe também uma forte vontade local e uma enorme cultura marítima e em especial das ondas, até porque, Peniche é mundialmente conhecida como “capital da Onda” e pretende realçar este estatuto com uma dupla dimensão através da promoção dos desportos de ondas bem como pela utilização de energias renováveis (Leandro, 2003).

Reforçando o estatuto de zona de eleição para aproveitamento energético das ondas, Peniche está, segundo (Wave Energy Centre, 2004), compreendida entre duas faixas costeiras de 50 m de

profundidade, com uma extensão total de 93 km disponíveis e sem qualquer interferência de usos e disponíveis para possíveis concessão a parques de energia das ondas.

2.6.2 Vento Offshore

Em 2004 estimava-se que que a energia existente, a nível mundial, no vento *offshore* andaria à volta de 37.000 TWh (Esteban, Diez, López, & Negro, 2011). Na europa acredita-se que o potencial energético, usando apenas 4% da área *offshore* até 10 km da costa será de 2.800 TWh em 2020 e 3.500 TWh em 2030.

Já em Portugal ao largo da costa e 10 m acima do nível do mar, pela análise da (Figura 2.17), vemos que o valor médio anual de energia dos fluxos de vento está compreendido entre 300 e 350 W.m⁻². Já a 120 m do nível do mar, segundo a (Figura 2.18), verifica-se um aumento da energia média anual do vento para valores que atingem os 500 W.m⁻² (Carvalho, Rocha, Gómez-Gesteira, & Silva Santos, 2017).

Portugal, segundo (Wind Europe, 2018) no final de 2017, Portugal teria instalados 5,3 GW, sendo o segundo país da união Europeia com maior penetração na rede, cerca de 24% em parques eólicos sendo que nenhum deles seriam *offshore*.

As perspetivas futuras apontam para que em 2019 Portugal comece a ter aproveitamento energético a partir do vento *offshore* e que até 2030 sejam instalados 150 MW em parques eólicos *offshore* (Wind Europe, 2018) .

Em outubro de 2011, a empresa Principle Power instalou um protótipo, o Windfloat1, de 2 MW em Portugal, a 5 km de Aguçadoura. O projeto teve a duração de 5 anos com grande sucesso tendo produzido mais de 16 GWh de energia elétrica para a rede local através de cabos submarinos e resistido a condições oceânicas adversas. Em 2016 foi descomissionada, também com sucesso e demonstrada as suas aplicações comerciais, tendo-se inclusive constatado que a fundação se encontrava ainda em excelentes condições (EDP, 2018) (Principle Power, 2015).

Está previsto também para 2019 um novo projeto, o *Wind Float Atlantic* (WFA), a primeira central flutuante à escala mundial. O WFA está previsto ter uma capacidade de 25 MW a serem instalados num local com cerca de 100 m de profundidade distribuído por 3 plataformas ao largo de Viana de Castelo (EDP, 2018).

Verifica-se também, com recurso às (Figura 2.17) e (Figura 2.18) que a disponibilidade de vento é mais elevada na zona *offshore*, notando-se também no entanto uma relativa homogeneidade na energia disponibilizada pelo vento nessa mesma zona, sem deixar de salientar a maior intensidade junto ao cabo da roca bem como no cabo de São Vicente. A energia vai intensificando-se quanto mais deslocada for para o interior do oceano atlântico.

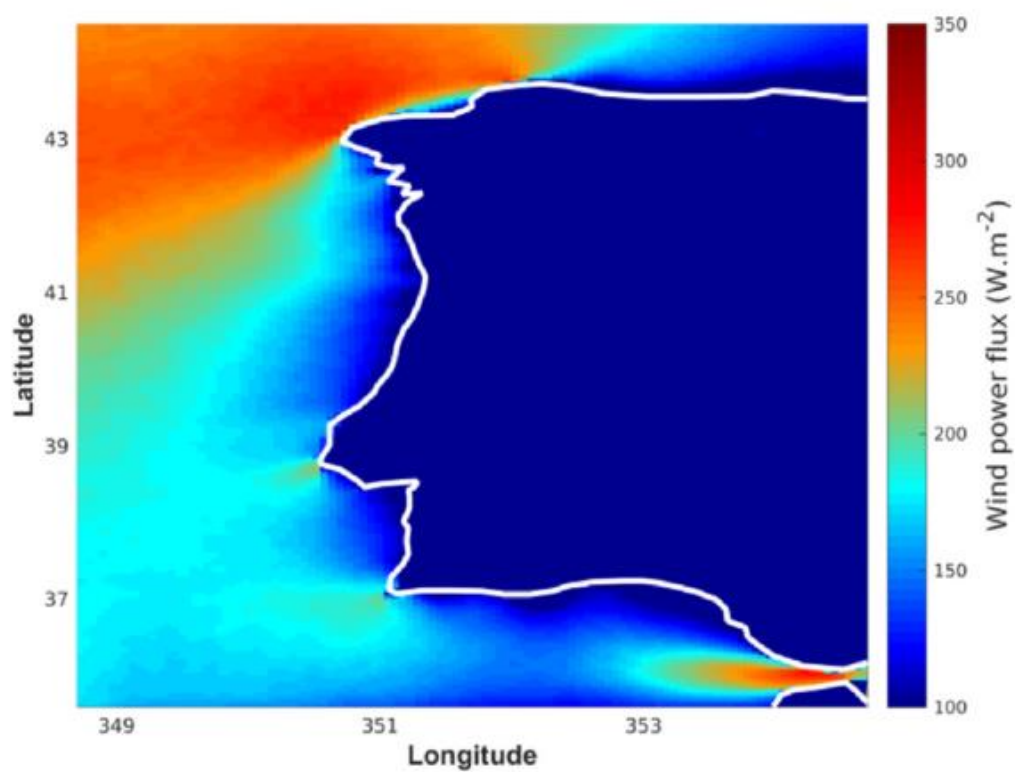


Figura 2.17 - Energia do Vento a 10m do nível do mar
(Carvalho, Rocha, Gómez-Gesteira, & Silva Santos, 2017)

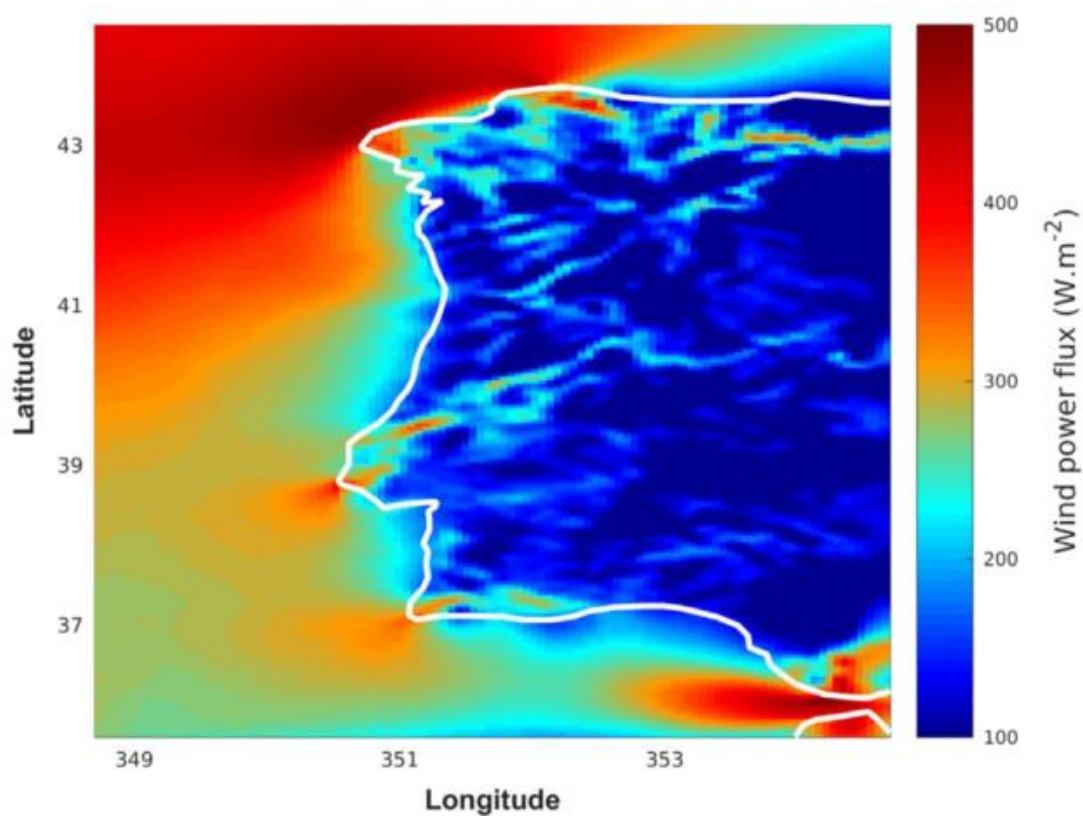


Figura 2.18 - Energia do vento a 120m do nível do mar
(Carvalho, Rocha, Gómez-Gesteira, & Silva Santos, 2017)

3 Metodologia

No presente capítulo será exposta o processo de obtenção de resultados bem como os materiais e recursos utilizados.

3.1 Avaliação da disponibilidade de Recurso Energéticos

A metodologia proposta para o trabalho descrito na presente dissertação encontra-se sintetizada na Figura 3.1. Esta será usada para a obtenção de resultados tanto de recursos eólicos como de ondulação sendo que, cada passo será detalhado para cada um dos recursos individualmente.

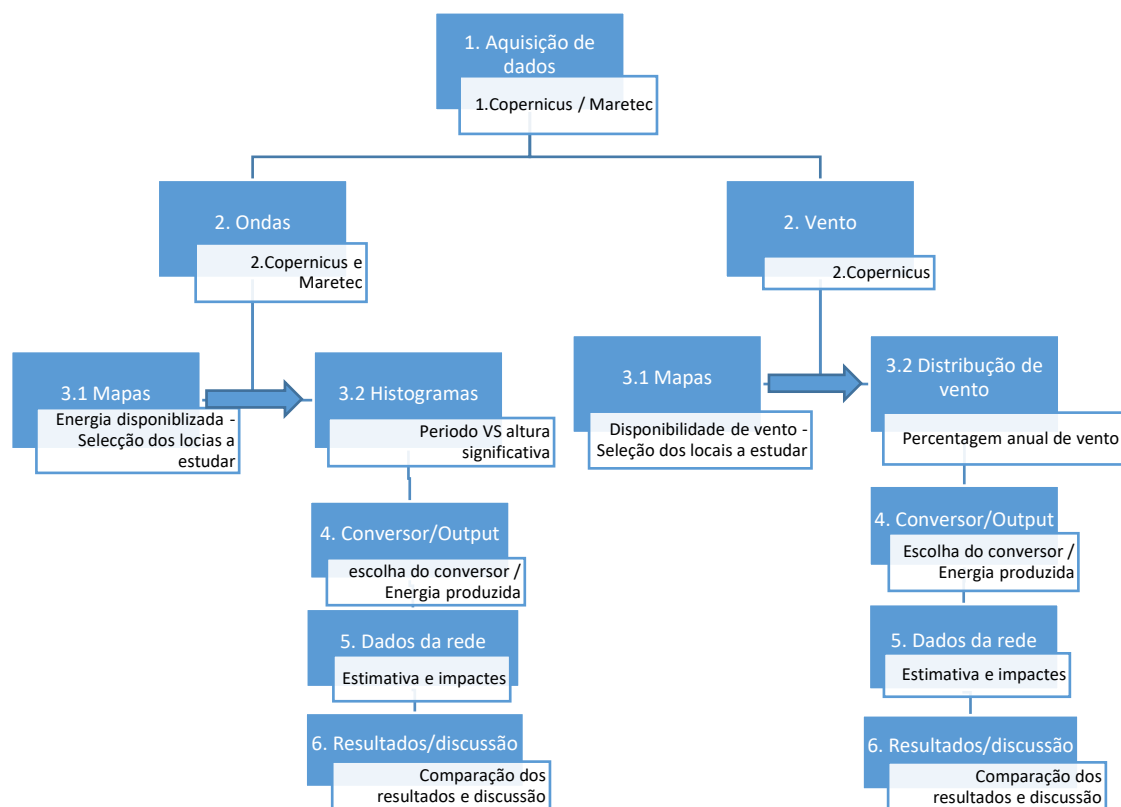


Figura 3.1 - Síntese da metodologia proposta

A metodologia proposta para cada um dos recursos será muito idêntica sem deixar de respeitar as diferenças e cuidados que cada um destes implica individualmente, nomeadamente aos métodos de cálculo para a disponibilização de recurso e os devidos métodos de previsão.

3.1.1 Ondas

A primeira fase da metodologia proposta é a aquisição de dados (ponto 1 da Figura 3.1) em <http://marine.copernicus.eu>. Os dados nesta plataforma utilizam o modelo MFWAM, este modelo foi desenvolvido através da colaboração entre a Metéo-France, AEMET, PdE e o suporte informático

CESGA. O MFWAM é um modelo de terceira geração, baseado no código IFS-ECWAM com alterações relativas à dissipação pela quebra das ondas e fontes de amortecimento da ondulação. Os dados disponibilizados tem início a 1 de Janeiro de 2014 até à presente data (Copernicus Marine Environment Monitoring Service, 2018) (Lefèvre & Aouf, 2012).

A segunda etapa do processo (ponto 2 da Figura 3.1) é a análise de dados. Mas, antes de calcular o potencial energético das ondas, é necessário compreender um pouco mais a anatomia da onda e de que parâmetros e fatores dependem a energia destas. Uma onda pode ser definida pelas seguintes propriedades (Figura 3.2) (Thomas, 2012):

- Comprimento de onda (λ): distancia entre duas cristas consecutivas;
- Crista: o ponto mais alto da onda;
- Cava: o ponto mais baixo da onda;
- Altura da onda: diferença de altura ente a crista e a cava (H_{m0})
- Período: tempo de passagem de uma onda (T);
- Frequência: número de ondas que passam por segundo;
- Velocidade; velocidade da passagem da onda;
- Inclinação: Razão entre a altura e a espessura.

A equação que permite determinar a energia presente numa onda descrita por, (Falnes, 2007) é a seguinte:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_{m0}^2 T \quad [1]$$

onde ρ é a densidade da água salgada e g a aceleração gravítica. Considerando $g = 9,81 \text{ m.s}^{-2}$ (Falnes 2007) e $\rho = 1030 \text{ kg.m}^{-3}$ (Nayar et al. 2016), Ficamos com:

$$P = 0,492 H_{m0}^2 T \quad [2]$$

dado em kW por m de frente de onda, verificando-se a dependência apenas na altura significativa da onda e o seu respetivo período.

O formato de dados disponibilizado em <http://marine.copernicus.eu>, são em formato NetCDF de acordo com o Standard CF1.0 (Eaton, et al., 2011) que correspondem a uma matriz de dados, que estão associados às respetivas latitude e longitude bem como o intervalo de tempo de ocorrência. Esta formatação permite a criação, através do *software* informático Matlab, de um mapa da disponibilidade energética das ondas ao longo da costa portuguesa.

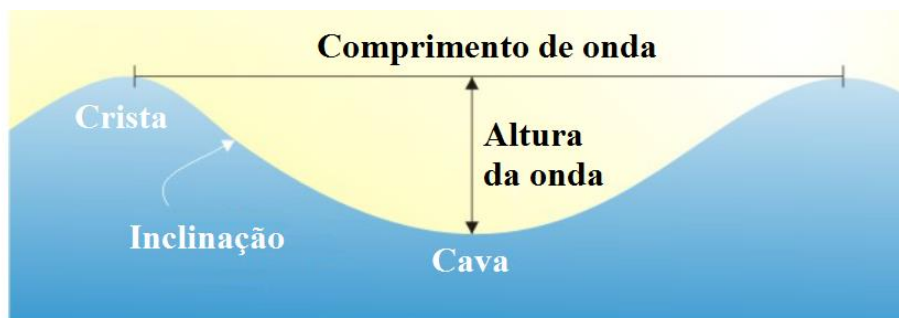


Figura 3.2 - Propriedade de uma onda
(Thomas 2012)

Segue-se a interpretação dos dados obtidos (ponto 3.1 e 3.2). Estes permitirão avaliar o recurso disponível na região costeira portuguesa ao longo do tempo. Isto permite criar um *output* de informações relevantes como a visualização gráfica, através do mapa obtido, das possíveis localizações para um aproveitamento energético deste tipo (Seleção do local representada pela seta entre o ponto 3.1 e 3.2), bem como um valor aproximado de energia disponível e os períodos, ao longo do ano, em que se extrai uma maior e também menor quantidade de energia.

O mapa da disponibilidade de recursos será conseguido seguindo os passos do algoritmo apresentado na Figura 3.3.

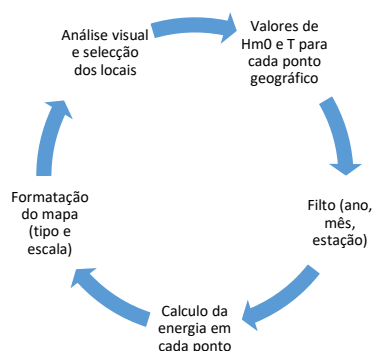


Figura 3.3 - Algoritmo usado para elaboração dos mapas de disponibilidade de energia a partir das ondas

Serão usadas também informações provenientes de outra fonte de dados, o <http://forecast.maretec.org>, que permite uma análise pontual e localizada dos parâmetros da ondulação. O formato de dados é em "csv" e, a cada intervalo de tempo, são dados os valores de altura significativa e período da onda. A compilação dos dados destas duas fontes será usada de forma adequada e resultará na atribuição de um local para uma abordagem detalhada.

O modelo usado em <http://forecast.maretec.org> é uma instanciação do WAVEWATCH III para a região da Península Ibérica. O WAVEWATCH III é um modelo de terceira geração desenvolvida no NOAA7NCEP, é um desenvolvimento do WAVEWATCH, desenvolvido na Delft University of Technology e do WAVEWATCH II desenvolvido na NASA, Goddard Space Flight Center. As principais

alterações efetuadas a este modelo em relação aos anteriores passam pelas estruturas dos modelos, modelos numéricos e parametrizações físicas (Center, National Weather Service Environmental Modeling, 2009).

Os dados recolhidos, altura significativa das ondas e o seu respetivo período (parâmetros que foi visto, acima neste capítulo, como aqueles que depende a energia das ondas) serão analisados em folhas de cálculo do *software* Excel juntamente com o *Visual Basic*. Para além de serem parâmetros decisivos na escolha de um conversor, uma vez tratados irão disponibilizar resultados numéricos da localização proposta tais como, os valores de energia média disponibilizada, anual e mensalmente, no local e oscilações em torno destes valores médios.

Os dados de altura significativa e período como foi já referido são decisivos desse modo serão elaborados histogramas onde será visível o número de horas para as quais as localizações estudadas apresentaram cada par de condições período e altura significativa. A Figura 3.4 mostra o raciocínio seguido.



Figura 3.4 - Algoritmo usado para elaboração dos histogramas

Será então usado um conversor Pelamis com os dados até então obtidos e contabilizada a energia disponibilizada pelo mesmo (ponto 4 da figura Figura 3.1). Para tal será necessário recorrer à matriz de potência disponibilizada no anexo 1 e obtida em (Pelamis Wave Power, 2008), de onde ficamos a saber também que o conversor Pelamis dispõe de uma potência nominal de 750 kW e um comprimento de total de 150 metros e, por metro de frente de onda um output nominal de 55 kW.

O passo final é a contabilização da energia disponibilizada para a rede elétrica local e os impactes no consumo de energia deste tipo de exploração energética. Contudo, será complicada a comparação da energia disponibilizada por um conversor Pelamis e a carga pois as gamas de potencias são bastante diferentes. O que será feito será uma normalização de ambos os dados consoante a estação de ocorrência, tendo para isso dividido o valor registado pela média verificada em cada estação. Ficando assim no final um gráfico de um dia tipo de inverno para a carga bem como para a energia extraída das ondas. Esta medida será útil para exprimir se quando temos a maior produção diária de energia a partir das ondas se verifica também um aumento do consumo energético e, se desse modo seria útil um conversor de energia das ondas integrar o diagrama de carga nacional (passos 5 e 6 da Figura 3.1).

Os dados de carga para o intervalo de tempo estudado foram obtidos no *website* da Rede Energética Nacional (REN, 2018).

3.1.2 Vento

A primeira fase será a recolha de dados, também a partir da plataforma <http://marine.copernicus.eu>. As componentes do vento são estimadas a partir dos espectrómetros ASCAT e OSCAT e ainda das análises operacionais da *European Center for Medium Weather Forecasts*. (ECMWF) Os dados de disponibilidade de vento serão os verificados à superfície do nível do mar. (Copernicus Marine Environment Monitoring Service, 2018).

A análise dos dados, será feita com recurso a *software Matlab*. Também para a contabilização da energia do vento é importante conhecer os parâmetros do qual esta depende (Kalmikov & Dykes, 2010):

- Volume de ar;
- Velocidade do ar (v);
- Densidade do ar (ρ);
- Área de varrimento das pás (A).

As equações que se apresentam de seguida são frequentemente apresentadas na literatura e estudos de caracterização do vento. Pelo que a equação que define a energia existente no ar é dada por (The Royal Academy of Engineering, 2007) da seguinte forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad [3]$$

Onde C_p (Power Coefficient) é a razão entre a energia extraída pela turbina e a disponível no vento. O limite de Betz limita o valor de C_p para um máximo de $C_p = 16/27$ (Kalmikov & Dykes, 2010).

A densidade do ar é referenciada, segundo (DNV, 2014), com valores tipicamente de $1,225 \text{ kg.m}^{-3}$.

Considerando agora os valores atribuídos às constantes acima e que área de varrimento das pás corresponde a uma circunferência, a expressão [3] pode passar a ser definida de seguinte maneira:

$$P = 0,6125 v^3 * C_p \quad [4]$$

A equação [4], em W/m^2 , depende de v , a velocidade do vento no local e ainda da área de varrimento das pás. Não considerando aqui a área de varrimento das pás da turbina.

O fator de capacidade corresponde ao tempo do ano em que a turbina opera à sua potência de pico, normalmente é tomado um valor aproximado de 30% (Kalmikov & Dykes, 2010). Muito este dependa das velocidades de vento verificadas no local.

Os mapas de disponibilidade de vento irão mostrar as velocidades médias de vento tanto anuais, como mensais e ainda por estação (ponto 3.1 da Figura 3.1).

Interpretando os dados até então obtidos será possível a atribuição de possíveis localizações para a implantação de um aproveitamento eólico *offshore*, bem como valores médios e oscilações ao longo do ano da disponibilidade de vento (representado pela seta do passo 3.1 para o 3.2 da Figura 3.1).

Devido à indisponibilidade dos dados da plataforma <http://forecast.maretec.org>, preferenciais pois o espaçamento entre registos de velocidade de vento seria de uma em uma hora, os dados das localizações escolhidas serão obtidos escolhendo as coordenadas geográficas das localizações pretendidas e extraídas dos dados da plataforma <http://marine.copernicus.eu>. E analisados com o software Excel em conjunto com o Visual Basic. O intervalo de registo de dados desta plataforma é de 6 horas.

Será possível, após a recolha de dados, obter os valores de disponibilidade de vento local, valores médios anuais e mensais e determinar as alturas do ano em que é possível obter um maior e pior aproveitamento energético.

A disponibilidade de vento em cada local, e para cada ano, será estimada contando o número de ocorrências de cada velocidade de vento verificadas. A distribuição dessa velocidade de vento será apresentada em termos percentuais, num gráfico onde se irá criar uma regressão, recorrendo ao software Excel, para uma distribuição de *Weibull*. A distribuição de *Weibull* pode ser expressada pela equação [5] (Vaz, 2016) e esta depende da velocidade do vento e dos parâmetros k e γ fator de forma fator de escala respetivamente (passo 3.2 da Figura 3.1).

$$P(v) = k\gamma^{-k}v^{k-1}e^{-\left(\frac{v}{\gamma}\right)^k} \quad [5]$$

Verificada a disponibilidade eólica do local, será usado um conversor SeaTitan 10MW para estimar a energia extraída com recurso à curva de potência do mesmo (Figura 3.5). A turbina escolhida é supercondutora e apesar de ser ainda apenas uma turbina conceptual as suas características e valores de saída de energia estão bem definidos no seu *datasheet* (anexo 2). Para além de tudo isto é um conversor bem-adaptado para operar em regiões *offshore*. Este conversor dispõe de uma potência nominal de 10 MW, uma altura de 125 metros e um intervalo de operação entre os 4 e os 30 metros por segundo de velocidade de vento.

O cálculo da energia disponibilizada para a rede será efetuado pelo com recurso ao valor de ocorrência de uma determinada velocidade de vento numa base anual e em termos percentuais com o respetivo valor de energia extraído para a mesma velocidade de vento, exemplificado na equação [6]. Onde v , é a velocidade do vento, $E(v)$, a energia que o conversor produz para a velocidade de vento v , $f(v)$, a frequência com que essa velocidade de vento se verifica anualmente em termos percentuais. Somando a energia disponibilizada por cada velocidade de vento, obtemos a energia possível de extração para cada ano.

$$\text{Energia extraída } (v) = E(v) * f(v) * n^{\circ} \text{ dias do ano} \quad [6]$$

Como já referido o intervalo de dados recolhido é de 6 horas pelo que não será oportuno aqui proceder à elaboração de um dia típico de cada estação, uma vez que o mesmo só iria conter 4 pontos diários. Desse modo a normalização efetuada será feita numa base anual, considerando um típico mês normalizando-o segundo o valor médio anual. Esta medida será importante verificar se a produção de energia eólica *offshore* poderia ser um bom acrescento ao sistema elétrico nacional, comparado as normalizações das curvas do o balanço da produção com o consumo verificado

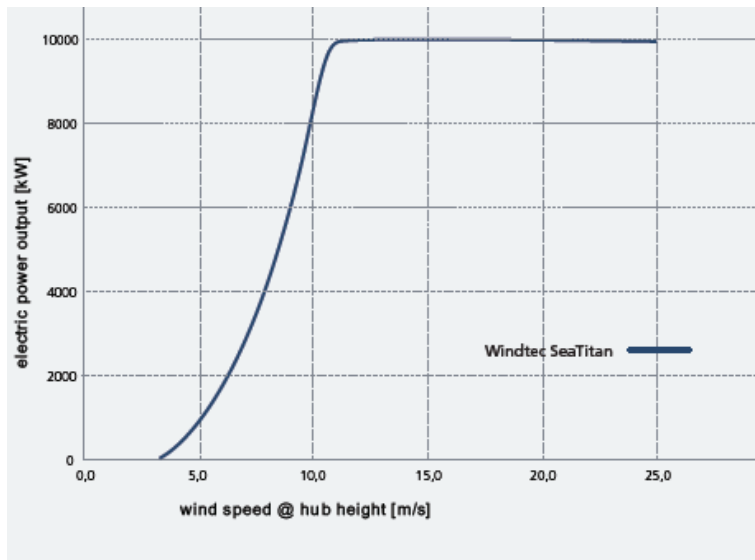


Figura 3.5 - Curva de potência SeaTitan 10MW

3.1.3 Normalização

No presente relatório e após todos cálculos acima explicados será também efetuada uma normalização tanto do recurso, como da eventual produção bem como do consumo verificado em Portugal e sua respetiva comparação para o mesmo período não só para a energia das ondas, mas também para a energia proveniente do vento.

A normalização será obtida tendo em conta os valores médios de cada mês dividido pela média da respetiva estação. Por exemplo, o valor médio de energia durante o mês de agosto seria dividido pela média da energia registada durante o verão (contida no passo 6 da figura Figura 3.1).

Estes resultados representam a situação em que existiria tanta potencia instalada como aquela que seria necessária para satisfazer o consumo energético nacional. O seu balanço horário, caso a curva de normalização da produção se encontre acima da curva de normalização do consumo, indicaria que o balanço energético no intervalo de tempo verificado seria positivo. Caso contrário esse balanço seria negativo, neste intervalo de menor interesse a sua integração no sistema elétrico nacional.

Em termos práticos poderemos retirar dos resultados que irão ser obtidos se tanto o aproveitamento do vento como das ondas seriam interessantes e poderiam ter um papel de relevo no balanço energético nacional.

4 Resultados e Discussão

4.1 Vento

Como referido no capítulo 0, com os dados adquiridos na plataforma *Copernicus* foi possível elaborar mapas da disponibilidade de recursos. Posteriormente a utilização dos mesmos dados permitiu a obtenção de dados numéricos da mesma disponibilidade. O intervalo de aquisição dos dados de velocidade do vento registado vai desde o início Janeiro de 2013 até ao final do mês de dezembro de 2017. Sendo que os valores numéricos apresentam um espaçamento de 6 horas entre eles.

4.1.1 Avaliação da disponibilidade de recurso

A elaboração de mapas de disponibilidade de recurso permitiu verificar as zonas ao longo da faixa costeira portuguesa onde se observam ventos de maior intensidade e consequentemente, com maior potencial energético bem como do seu aproveitamento. Os mapas elaborados, com recurso ao *software Matlab*, considerando as médias de velocidade do vento, tanto anuais, como mensais, típica do mês, ou seja, a média do mês considerado para todos os anos de estudo, bem como por estação por hora de ocorrência.

A análise dos mapas deu para verificar que o mês com maior intensidade de vento foi o de janeiro de 2014 (Figura 4.1). Em oposição o mês com menor intensidade de vento registado foi o de abril de 2015 (Figura 4.2).

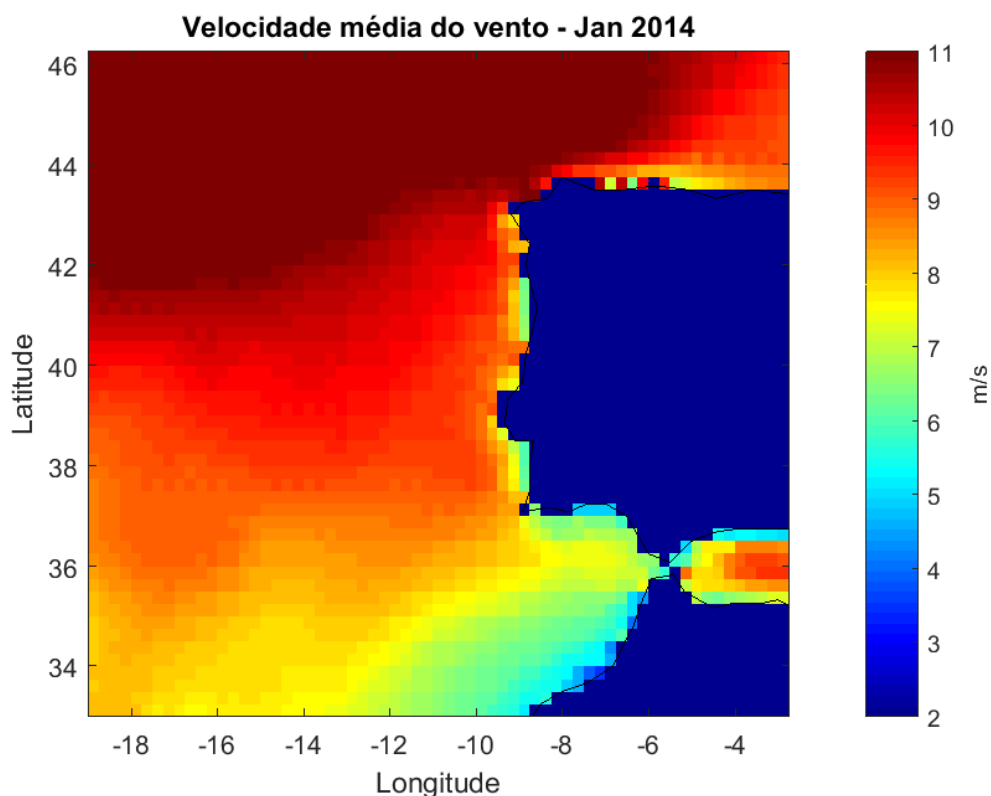


Figura 4.1 - Velocidade média do vento por hora durante o mês de janeiro de 2014

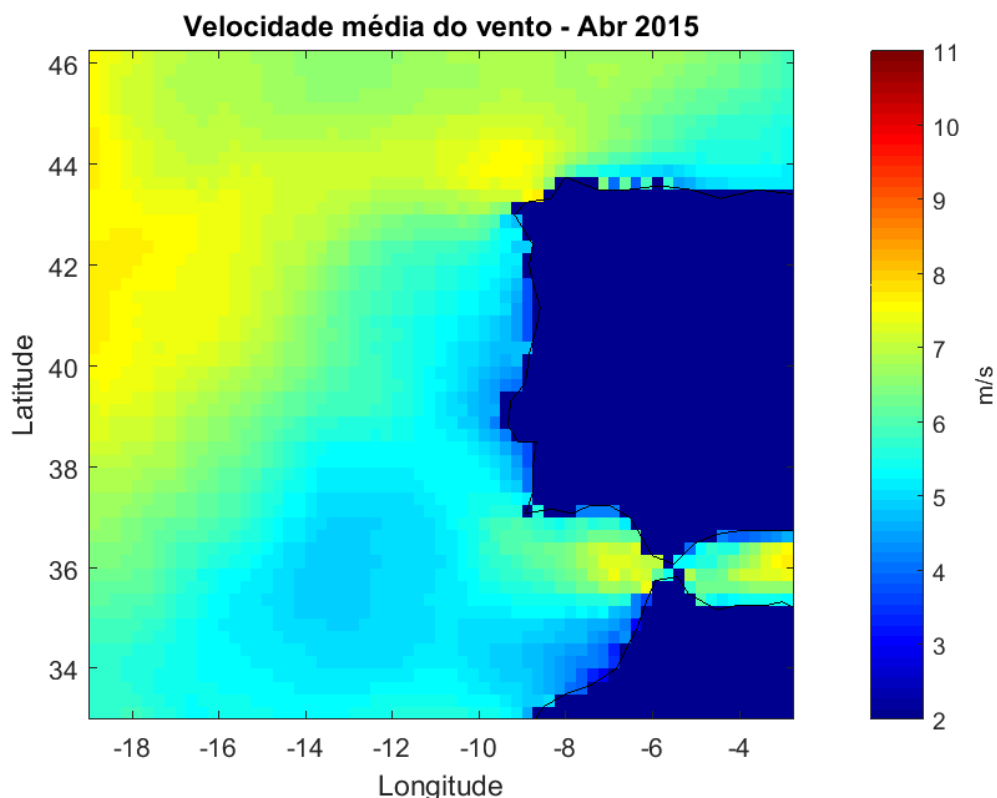


Figura 4.2 - Velocidade média do vento por hora durante o mês de abril de 2015

A análise das situações extremas de velocidade do vento, ao longo dos meses dos anos entre 2013 e 2017 permitiu aferir que, o vento, é um recurso com um certo grau de variabilidade ao longo do ano. (os restantes mapas de recurso elaborados podem ser consultados no anexo 3)

Em relação aos mapas de disponibilidade de recurso típica de cada mês, verifica-se que o mês onde ocorre uma maior intensidade média de vento é o de Fevereiro, com valores próximos de 10 metros por segundo na região norte do país, sendo mais baixa à medida que olhamos para sul (Figura 4.3). O mês com menor incidência de vento ao longo da costa continental portuguesa é tipicamente o mês de setembro (Figura 4.4), registando valores entre os 5 e os 7 m.s^{-1} ao longo da costa portuguesa. Notando-se aqui também a variabilidade da velocidade do vento ao longo do ano. (os restantes mapas de recurso elaborados podem ser consultados no anexo 4)

Dos anos estudados, aquele que contabilizou uma velocidade média do vento mais elevada foi o ano de 2013 (Figura 4.5) com valores próximos dos 8 m.s^{-1} , e o menos intenso o de 2015 (Figura 4.6) muito embora os dados médios anuais sejam bastante semelhantes com pequenas variações, o que pode ser um bom indicador, pois permite aferir a gama de ventos que ocorrem ao longo da costa mais frequentemente. (os restantes mapas de recurso elaborados podem ser consultados no anexo 5)

Estudadas foram também as médias das velocidades médias do vento típicas de cada estação sendo que foi verificado que a estação que proporciona velocidades mais elevadas de vento é a estação de Inverno (Figura 4.7), com velocidades próximas dos 9 metros por segundo. O verão (Figura 4.8), em

contrapartida é a estação na qual se verifica menor velocidades de vento, com velocidades à volta dos 6 m.s^{-1} . (os restantes mapas de recurso elaborados podem ser consultados no anexo 6)

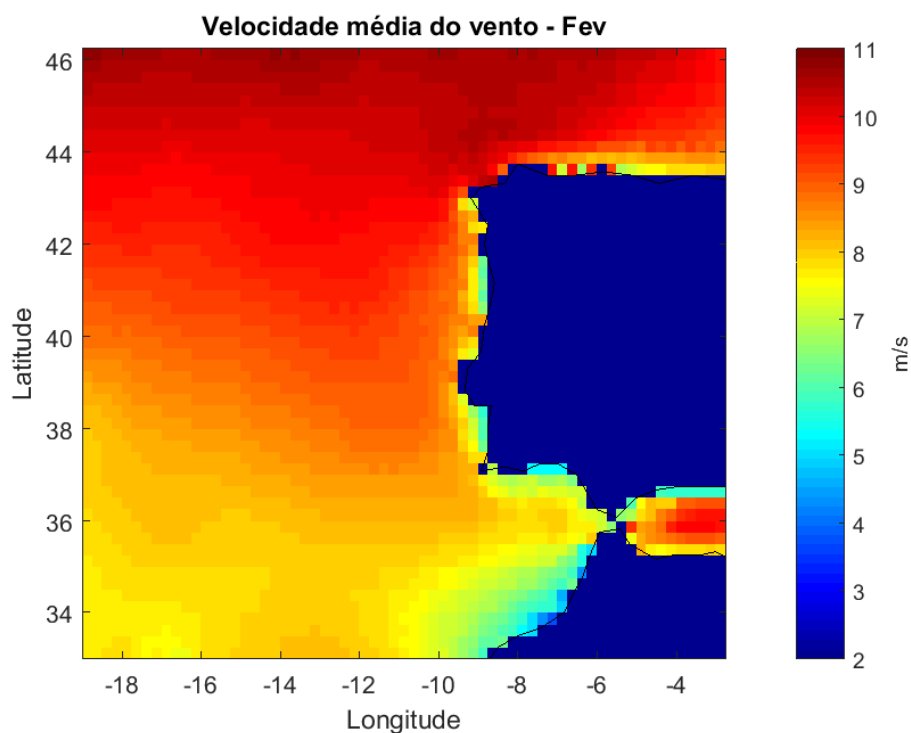


Figura 4.3 - Velocidade média do vento típica por hora do mês de fevereiro

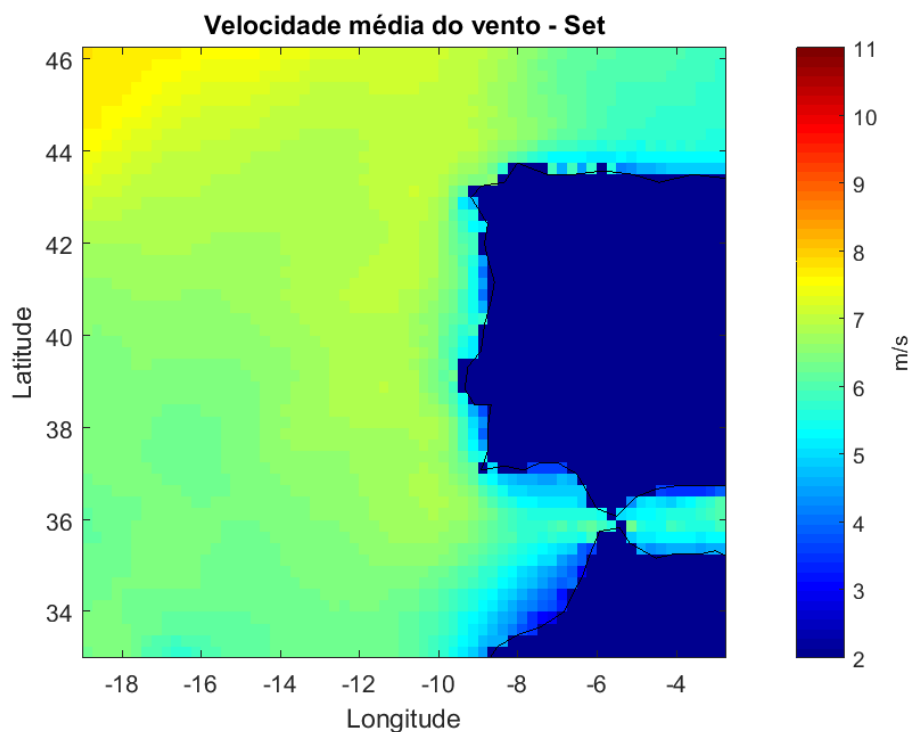


Figura 4.4 - Velocidade média do vento típica por hora do mês de setembro

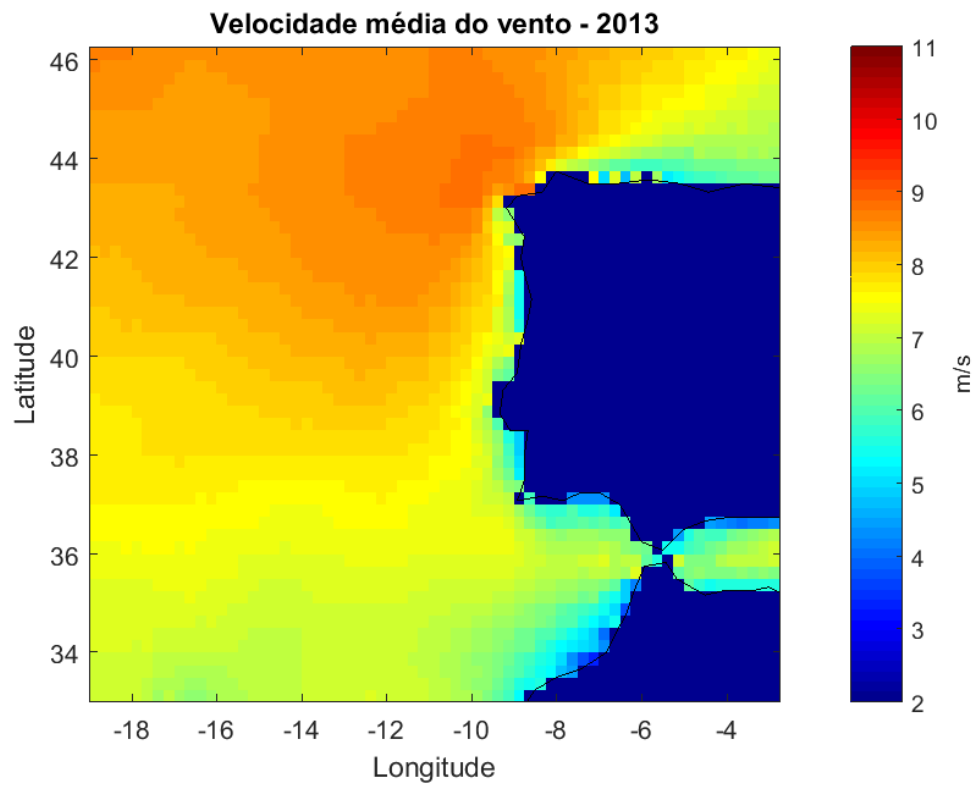


Figura 4.5 - Velocidade média do vento por hora durante o ano de 2013

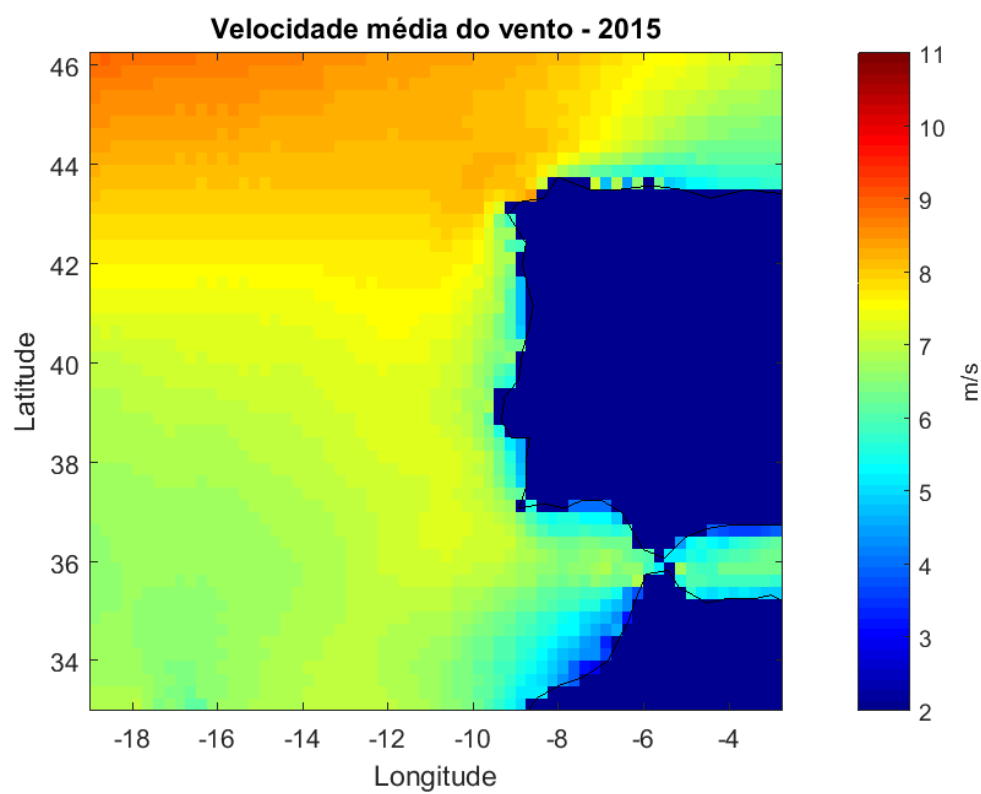


Figura 4.6 - Velocidade média do vento por hora durante o ano de 2015

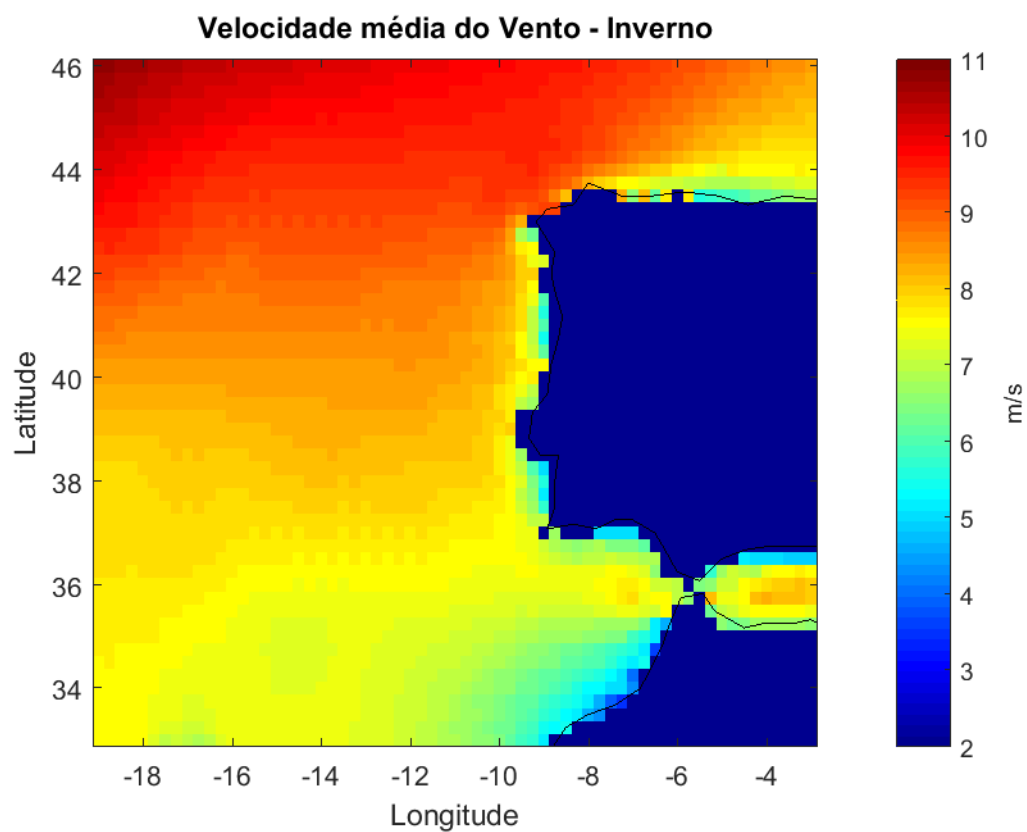


Figura 4.7 - Velocidade média típica por hora da estação de Inverno

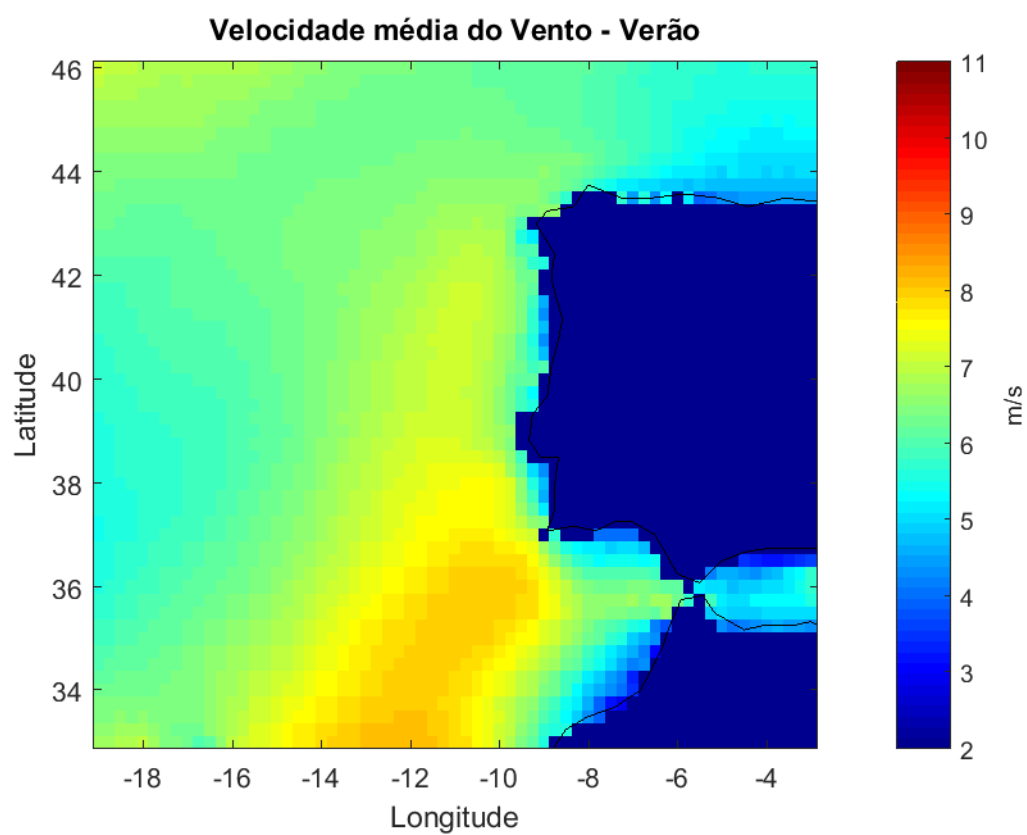


Figura 4.8 – Velocidade média típica por hora da estação de Verão

Outro resultado que se pode atribuir, desde já nesta fase de análise de disponibilidade de vento ao longo da costa portuguesa é que as maiores intensidades de vento registadas são tipicamente verificadas na região norte de Portugal. Também se verifica que nos meses de verão os ventos de maior intensidade tem o seu epicentro localizado na região mais a sul de Portugal, em oposição, nos meses onde se regista maior intensidade de vento ao longo da faixa costeira portuguesa verificamos que o epicentro está localizado, maioritariamente na região noroeste de Portugal.

A análise da disponibilidade de vento feita até este ponto permitiu localizar as áreas de maior interesse para uma análise mais detalhada, cujos critérios atribuídos foram sobretudo de forma a analisar as três regiões distintas no que toca à disponibilidade de vento. Nesse âmbito podemos verificar que na região norte temos ventos fortes sobretudo nos meses de Inverno. Na região sul, situada a sul da zona de Lisboa verificam-se velocidades de vento mais baixas sobretudo no verão. A análise da região centro também foi considerada por forma a garantir uma maior homogeneidade, a nível territorial, de resultados e por apresentar características de vento diferentes tanto da região mais a norte, como da região mais a sul da faixa costeira continental portuguesa.

A norte de Portugal optou-se por seleccionar a região do Porto, a centro a região de Peniche e na região abaixo de Lisboa seleccionou-se a região de Sines. A costa sul do algarve não foi estudada.

4.1.1.1 Análise da região ao largo do Porto

Como mencionado no capítulo 0, nesta fase será feita uma análise detalhada da região do Porto.

A análise do vento desde o início do ano 2013 até ao final de 2017 e a respetiva contagem do número de ocorrência de cada velocidade do vento (Figura 4.9), permitiu verificar que a velocidade de vento com maior ocorrência situa-se nos 6 m.s^{-1} e ligeiramente acima dos 10%. Ao aproximar a percentagem de ocorrência com uma distribuição de *Weibull* obtemos um fator de forma de 2,28 e um fator de escala de 8,28.

Efetuando agora a mesma análise discriminada por ano obtemos também um gráfico de dispersão de vento. Para o ano de 2013 (Figura 4.10) verifica-se uma maior ocorrência de velocidades na ordem dos 8 m.s^{-1} , pouco acima dos 10% e a sua distribuição de *Weibull* apresenta um valor de k de 2.17 e de γ de 7,77.

O ano de 2014, representado no Figura 4.11 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** revelou velocidades de vento mais frequentes entre os 5 e os 8 m.s^{-1} , todos acima dos 10% das ocorrências, com a aproximação da distribuição de *Weibull* a apresentar valores de fator de forma 2,32 e 8,36 para o fator de escala.

Em 2015 (Figura 4.12 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) as velocidades de 4 m.s^{-1} , com valor próximo dos 12%, predominaram muito embora as contribuições das velocidades de 3 e 6 m.s^{-1} , ambas acima dos 10% também tenham sido bastante significativas. A curva de aproximação com a distribuição de *Weibull* revelou valores de 2,26 e 7,96 para o fator de forma e escala respetivamente.

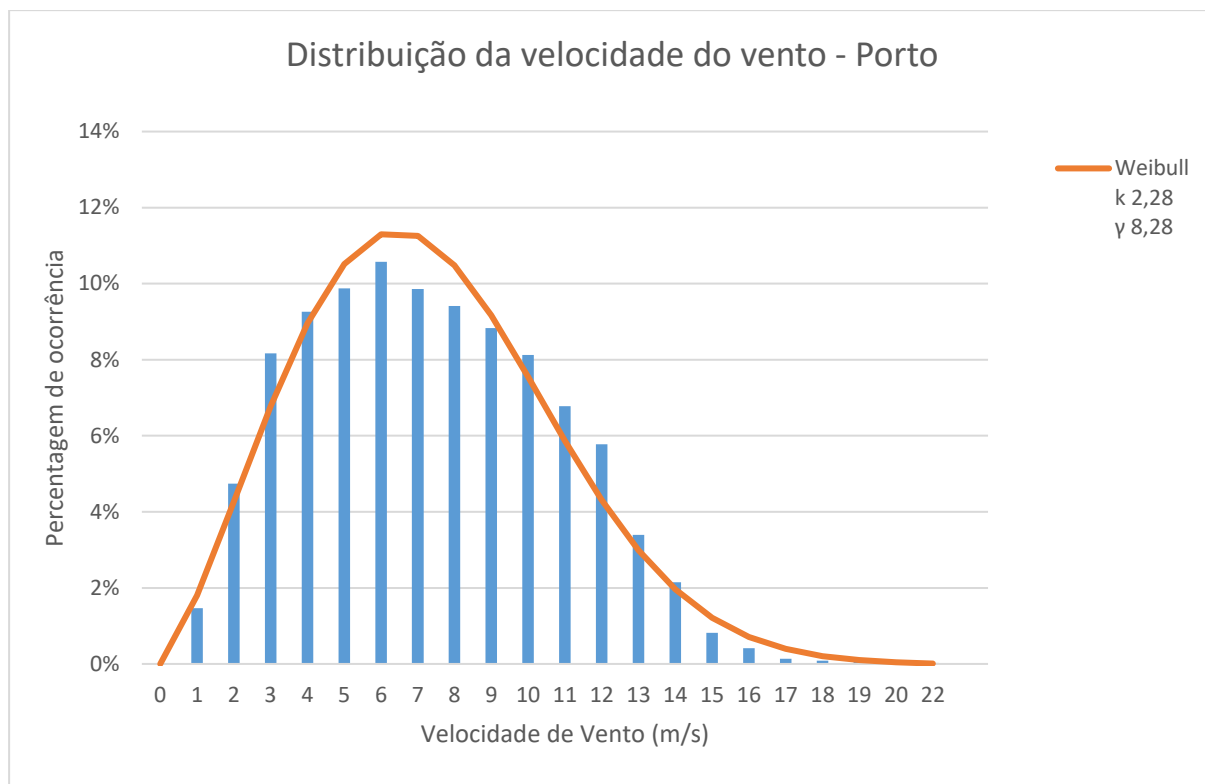


Figura 4.9 - Distribuição da velocidade do vento – Porto

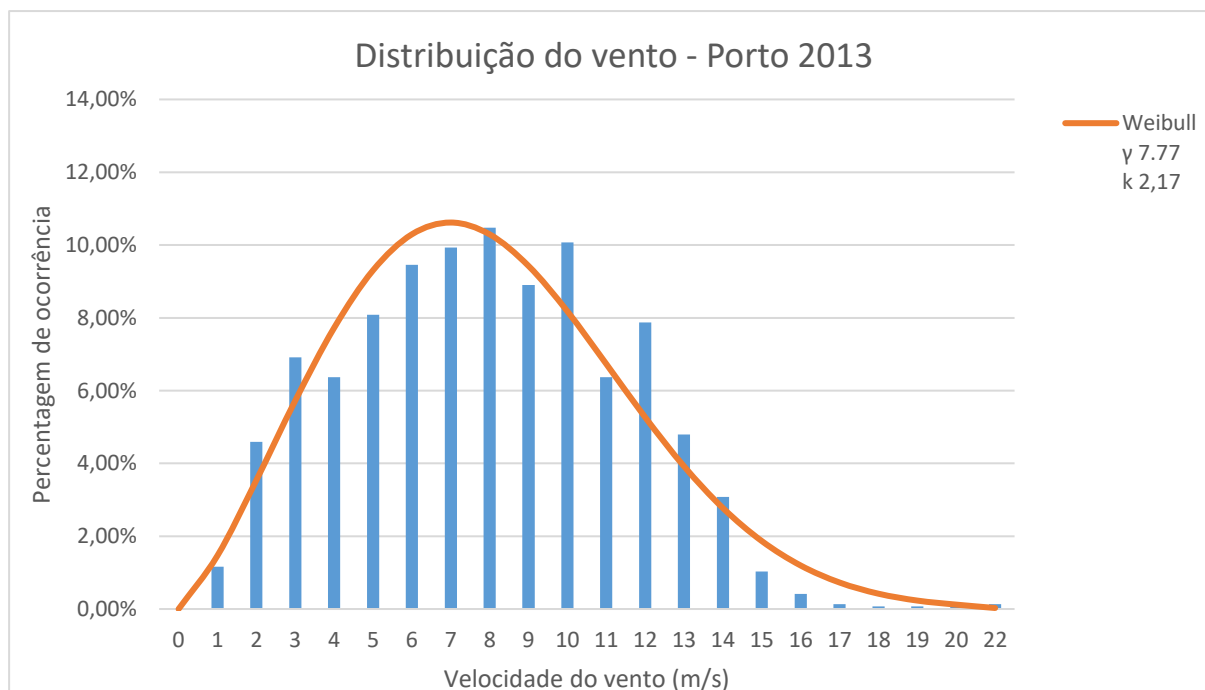


Figura 4.10 - Distribuição da velocidade do vento - Porto 2013

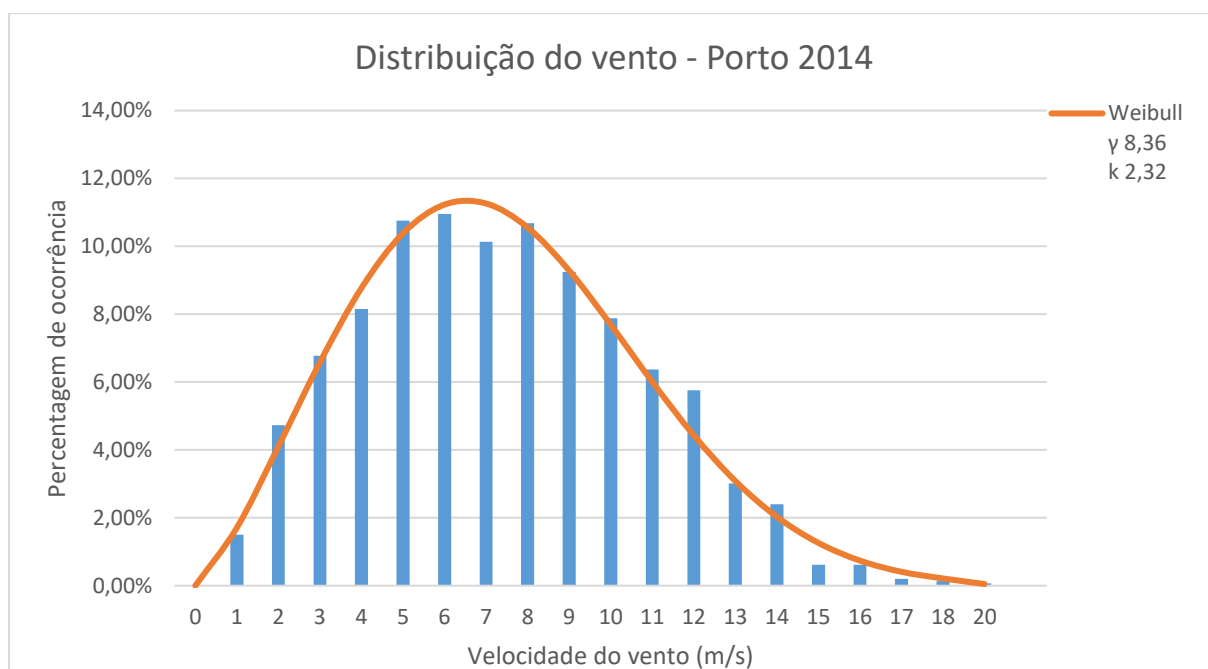


Figura 4.11 - Distribuição da velocidade do vento - Porto 2014

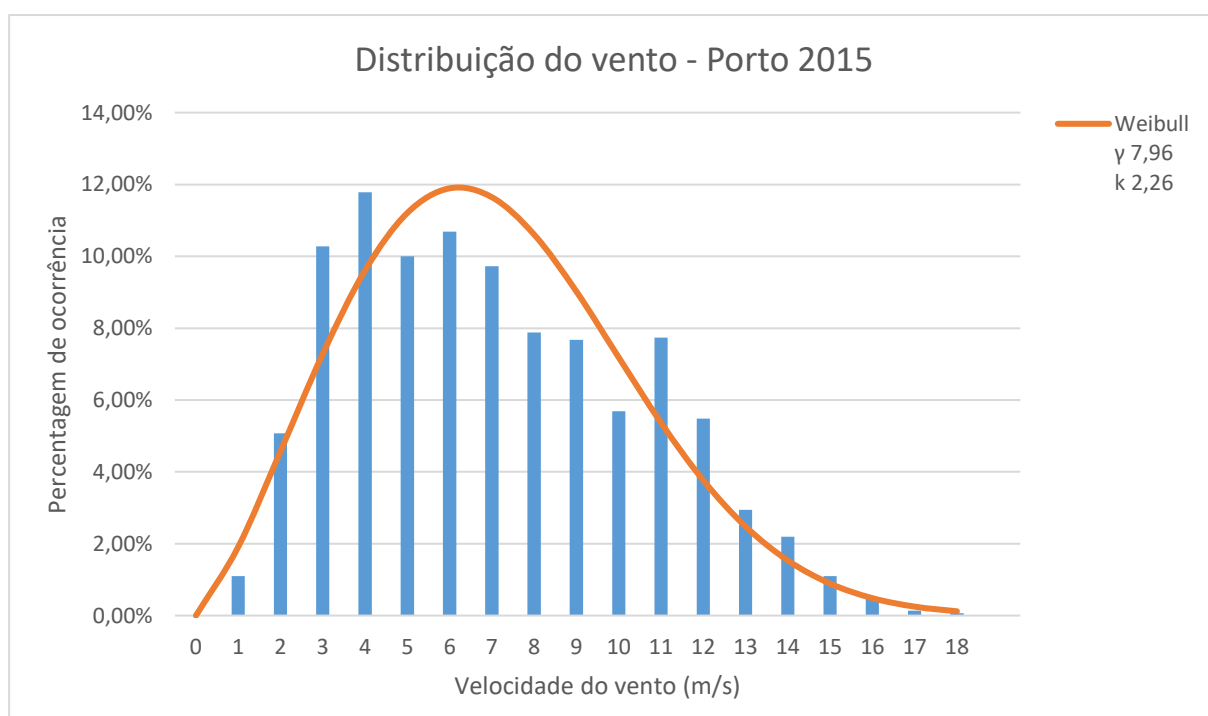


Figura 4.12 - Distribuição da velocidade do vento - Porto 2015

No ano de 2016 (Figura 4.13) **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** Observamos a predominância dos ventos de 6 m.s⁻¹ com valor acima dos 11%. Que levaram a que os parâmetros da distribuição de Weibull k e γ fossem 2,41 e 8.84 respetivamente.

O último ano estudado foi o ano de 2017 cuja Figura 4.14 representa. Este revela que os ventos entre 4 a 7 m.s⁻¹ tiver uma contribuição semelhante e em torno dos 10% de onde também podemos observar a distribuição de *Weibull* cujos paramentos k e γ foram de 2,17 e 7,77 respetivamente.

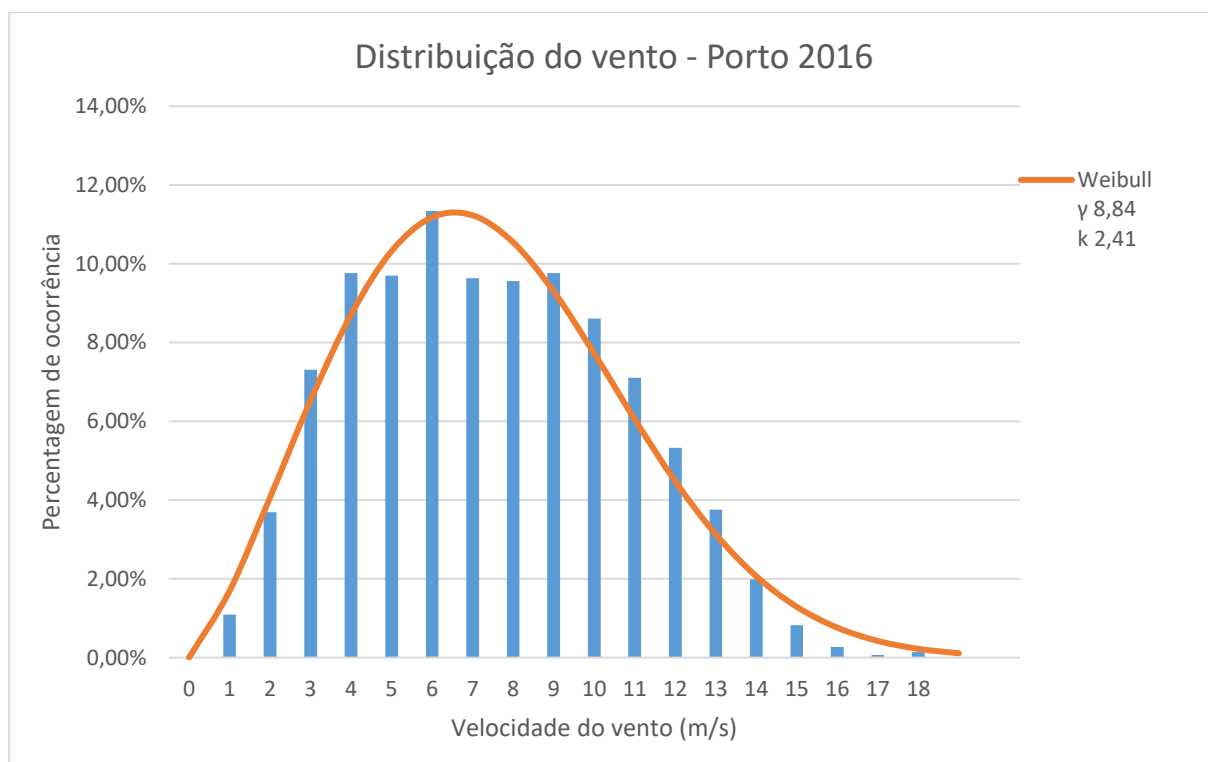


Figura 4.13 - Distribuição da velocidade do vento - Porto 2016

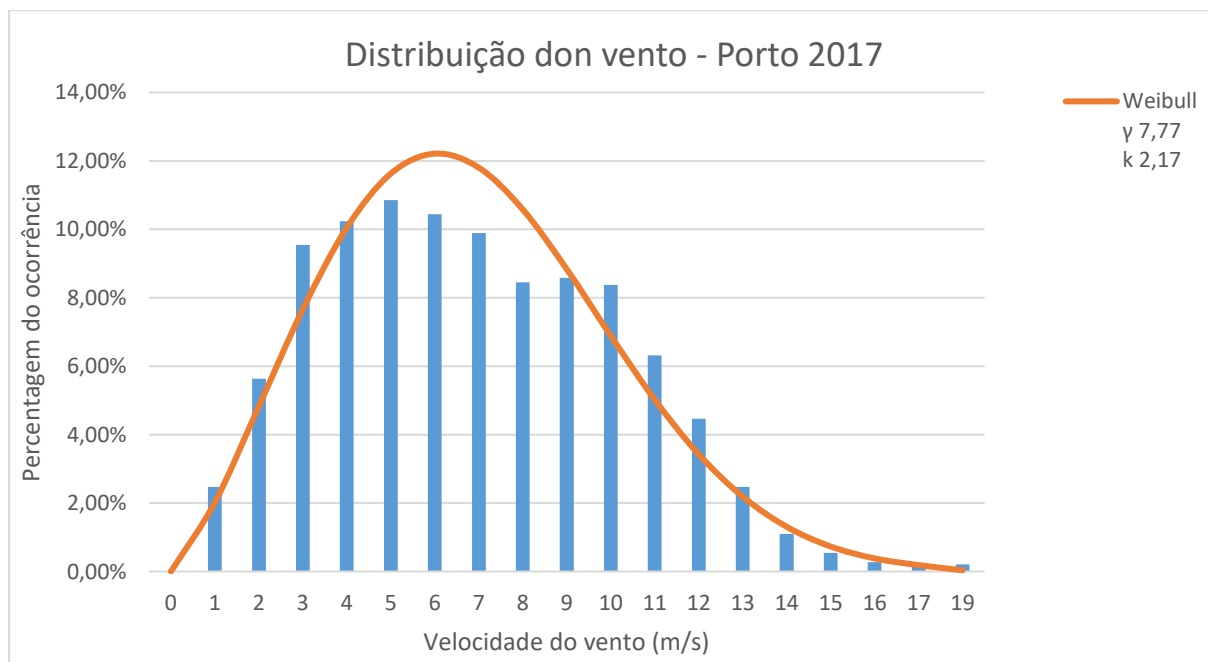


Figura 4.14 - Distribuição da velocidade do vento - Porto 2017

Ao longo de cada ano podemos verificar, recorrendo à **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** que o vento segue um padrão relativamente constante de ano para ano, com exceções. Salienta-se também o máximo ocorrido no mês de fevereiro de 2014 e o mínimo no mês de julho de 2014. A partir do mesmo gráfico é possível ainda antecipar, ainda que com algum grau de incerteza que temos ventos de maior intensidade nas estações de Primavera e Inverno e de menor intensidade no Outono e Verão.

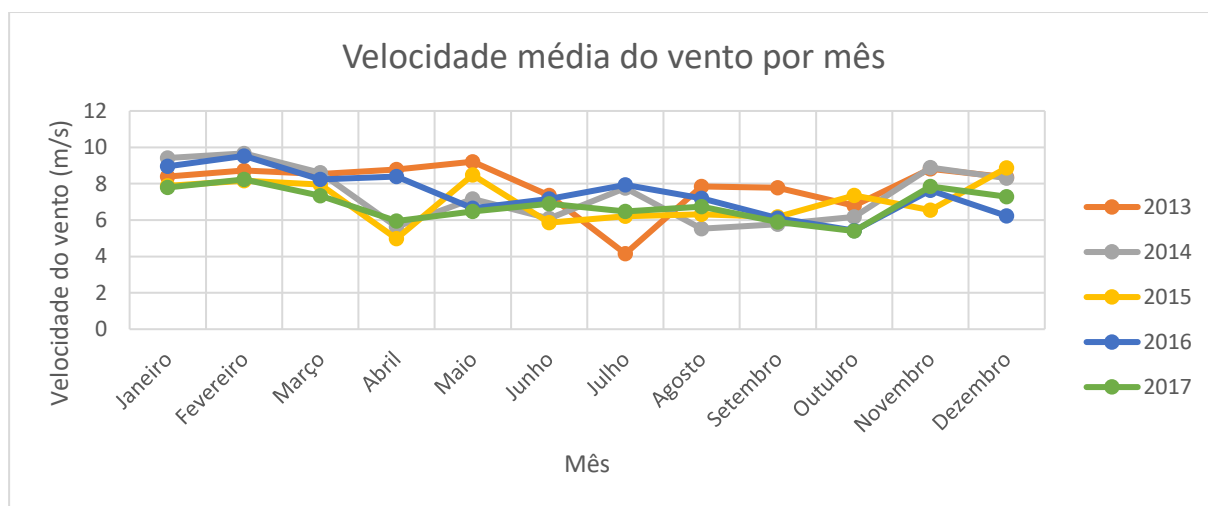


Figura 4.15 - Velocidade média mensal para todos os anos de estudo ao largo do Porto

Durante os anos estudados as médias anuais indicam que a intensidade média anual do vento (Figura 4.16**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) tem vindo a decrescer com o passar dos anos, excetuando o ano de 2016 que manteve valores semelhantes a 2014, no entanto no ano de 2017 o valor voltou a decrescer.

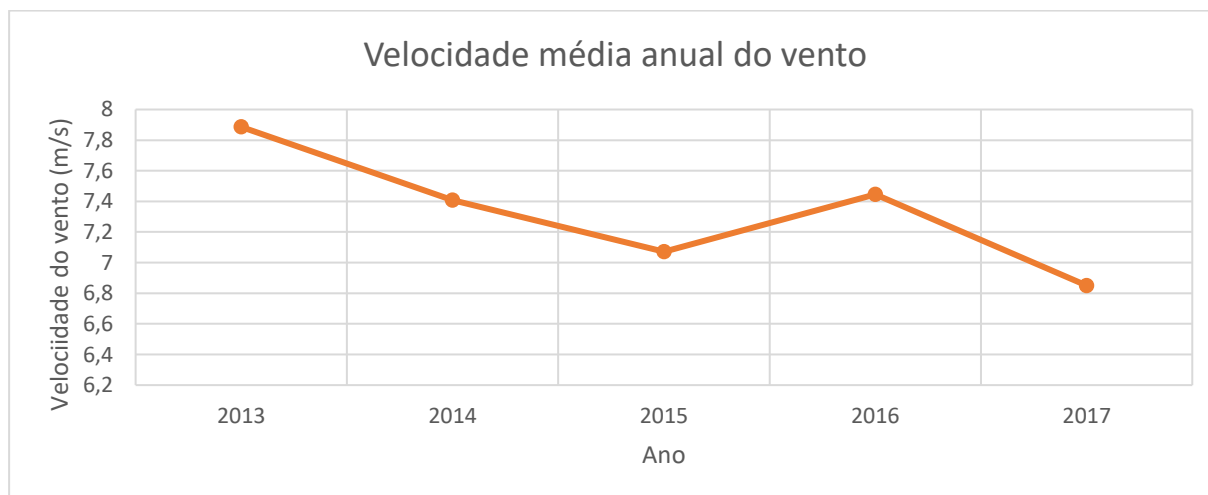


Figura 4.16 - Velocidade média anual do vento ao largo do Porto

Se analisarmos os dados típicos de cada mês do ano, (Figura 4.17**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) podemos verificar que o mês de Março é aquele que apresenta valores mais elevados

de velocidade do vento, muito embora os valores de Novembro e Dezembro sejam igualmente elevados. Os meses de junho, julho, agosto, setembro e outubro apresentam valores semelhantes e de menor intensidade quando comparados com os restantes meses do ano, que por sua vez vem dar força há hipótese levantada na análise da Figura 4.15 Figura 4.18**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**em que se propôs que os valores e intensidade de vento seriam maiores nos meses de inverno e primavera e menores no outono e verão.

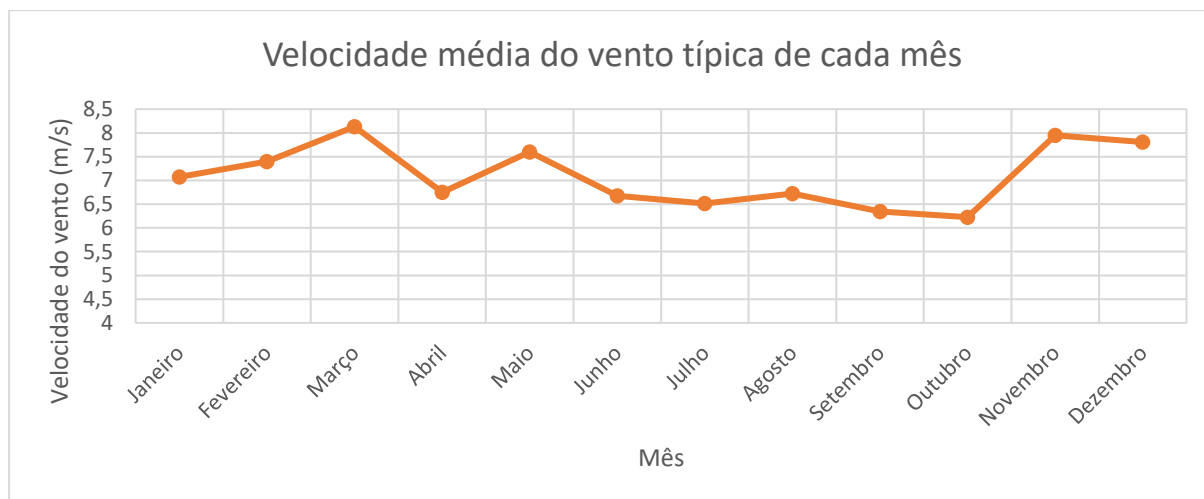


Figura 4.17 - Velocidade média mensal do vento típica ao largo do porto

Finalmente os dados de disponibilidade de vento na região do Porto, discriminado por estação do ano, (Figura 4.18**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) permitem confirmar a hipótese já levantada que as estações de Outono e Verão são aquelas que depõem de menor velocidade do vento e as de Inverno e Primavera gozam de intensidades de vento mais elevadas.

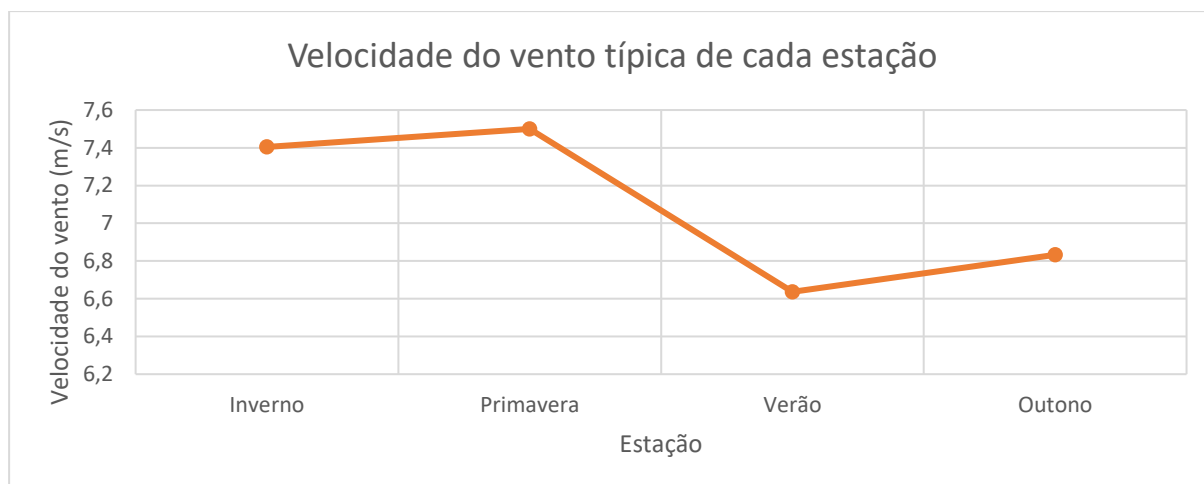


Figura 4.18 - Velocidade típica do vento em cada estação ao largo do Porto

4.1.1.2 Análise da região ao largo de Peniche

A região de Peniche situa-se aproximadamente no centro de Portugal continental. Neste local, desde 2013 até 2017 foram contabilizadas as velocidades do vento e a sua respetiva percentagem de ocorrência (Figura 4.19). Podemos verificar que os ventos mais frequentes estão entre os 6 e os 8 m.s⁻¹ com valores de ocorrência à volta dos 11%. A curva de ocorrência foi obtida através de uma distribuição de *Weibull* com um fator de forma de 2,5 e um fator de escala de 8,59.

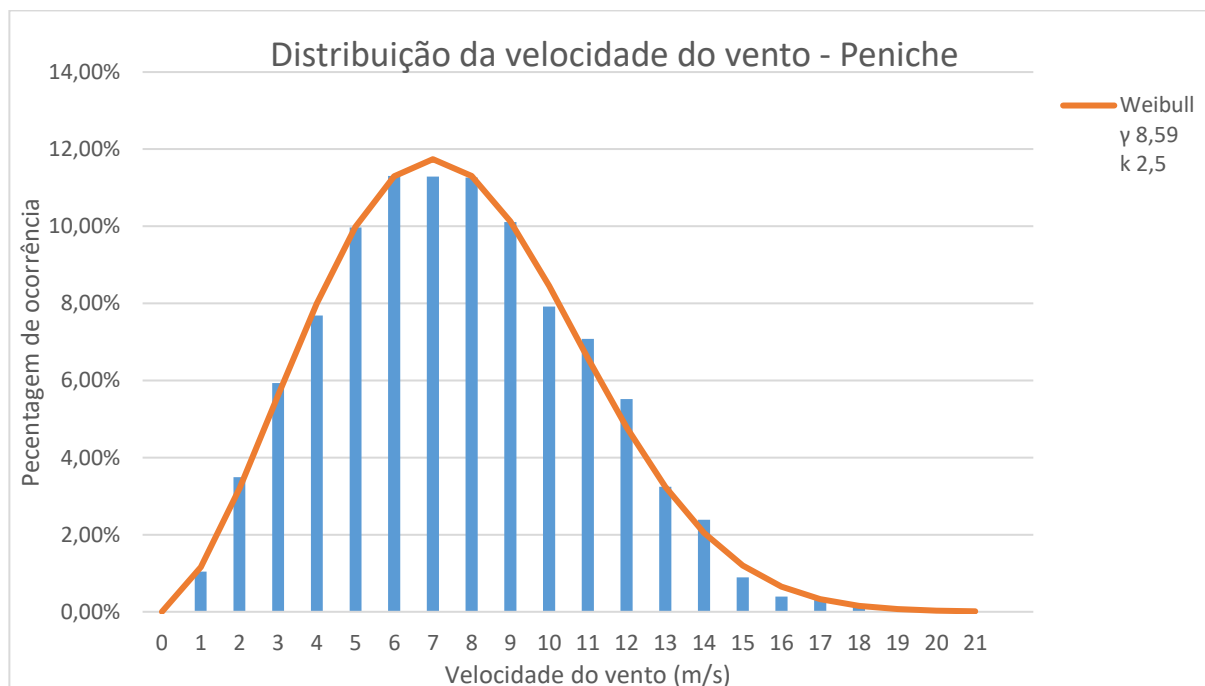


Figura 4.19 - Distribuição da Velocidade do vento – Peniche

Focando agora a análise de cada ano de estudo. Para o ano de 2013 temos também, na Figura 4.20 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, a distribuição de velocidades verificadas nesse mesmo ano onde se registou também um pico nos 8 m.s⁻¹, e abaixo dos 12%. O parâmetro da distribuição de *Weibull* são 2,55 para k e 9,09 para γ

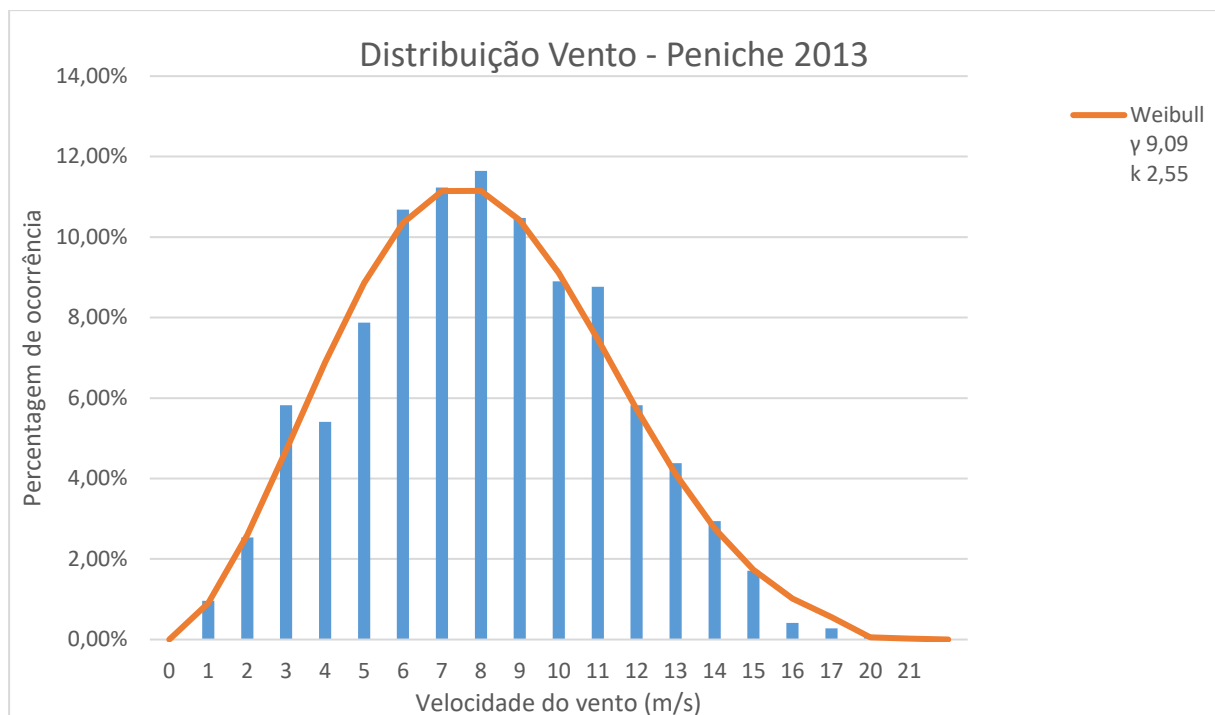


Figura 4.20 - Distribuição da velocidade do vento - Peniche 2013

Em 2014, podemos observar na Figura 4.21 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** que houve uma maior frequência de ventos na ordem dos 8 m.s⁻¹ e a rondar os 13%. Também se observa que os parâmetros da distribuição da curva de *Weibull* pela qual podem ser aproximadas as percentagens de velocidade de vento com γ 8,65 e 2,64 para k .

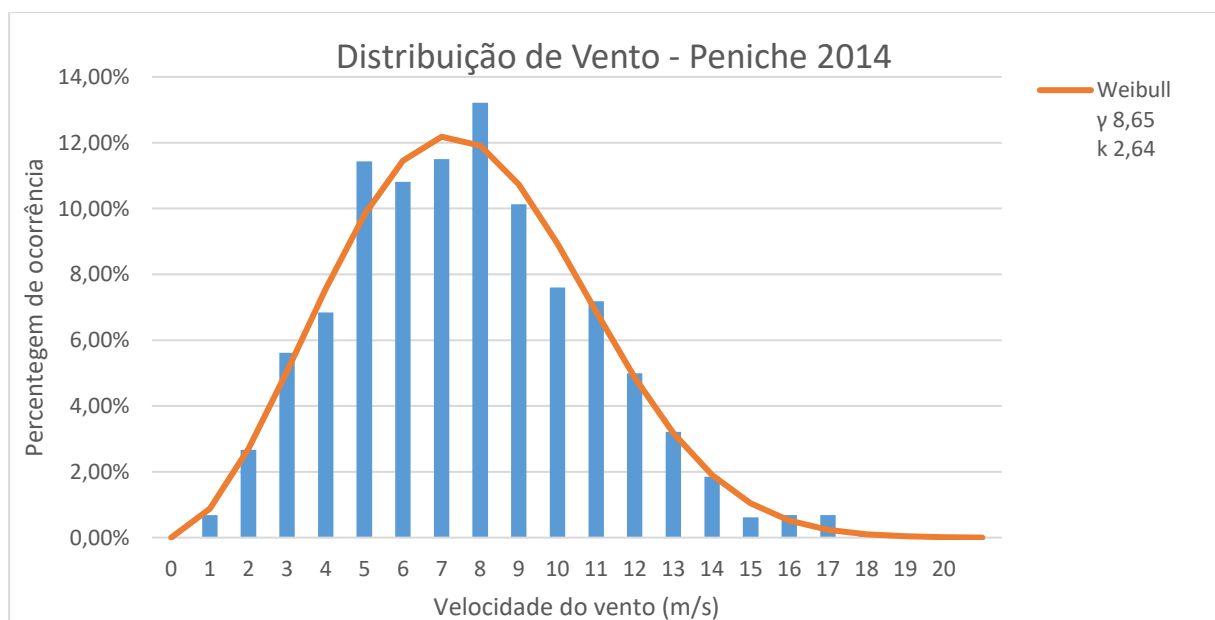


Figura 4.21 - Distribuição da velocidade do vento - Peniche 2014

No Figura 4.22**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, referente ao ano de 2015 constatamos que a velocidade que mais vezes se verificou foi de 7 m.s⁻¹ em perto de 12% do tempo registado e os parâmetros k e γ da regressão foram respetivamente 2,33 e 8,21.

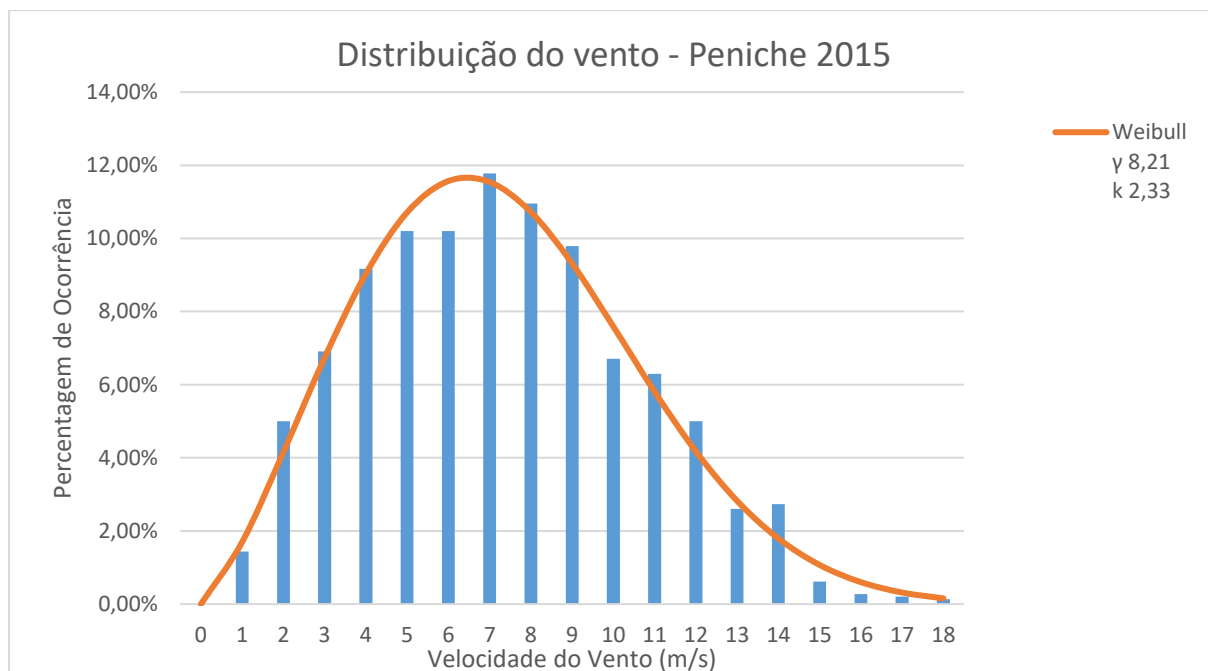


Figura 4.22 - Distribuição da velocidade do vento - Peniche 2015

No ano de 2016, cuja distribuição percentual de vento ao longo do ano podemos analisar na Figura 4.23**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, de onde extraímos que o valor mais frequente de vento ficou nos 6 m.s⁻¹ abaixo de 12% do tempo registado. Os valores de γ e k foram respetivamente 8,82 e 2,59.

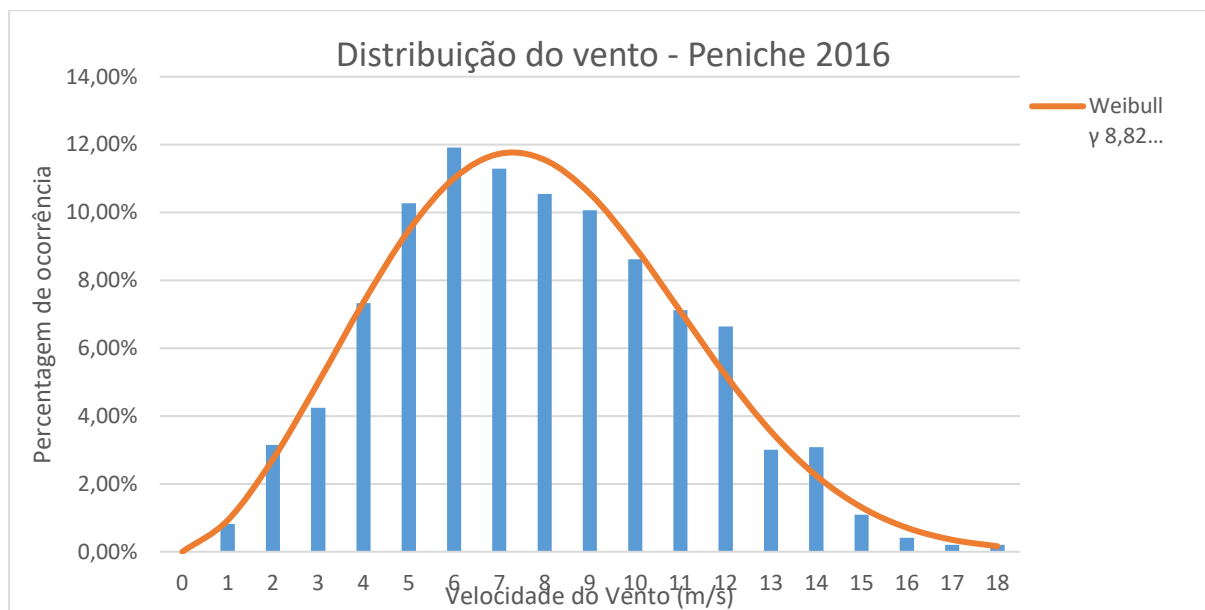


Figura 4.23 - Distribuição da velocidade de vento - Peniche 2016

No último ano de estudo, 2017, apresentado no Figura 4.24, temos a predominância de ventos da ordem dos 6 m.s⁻¹, com valores próximos dos 13% e parâmetros γ e k de 8,11 e 2,37 respetivamente

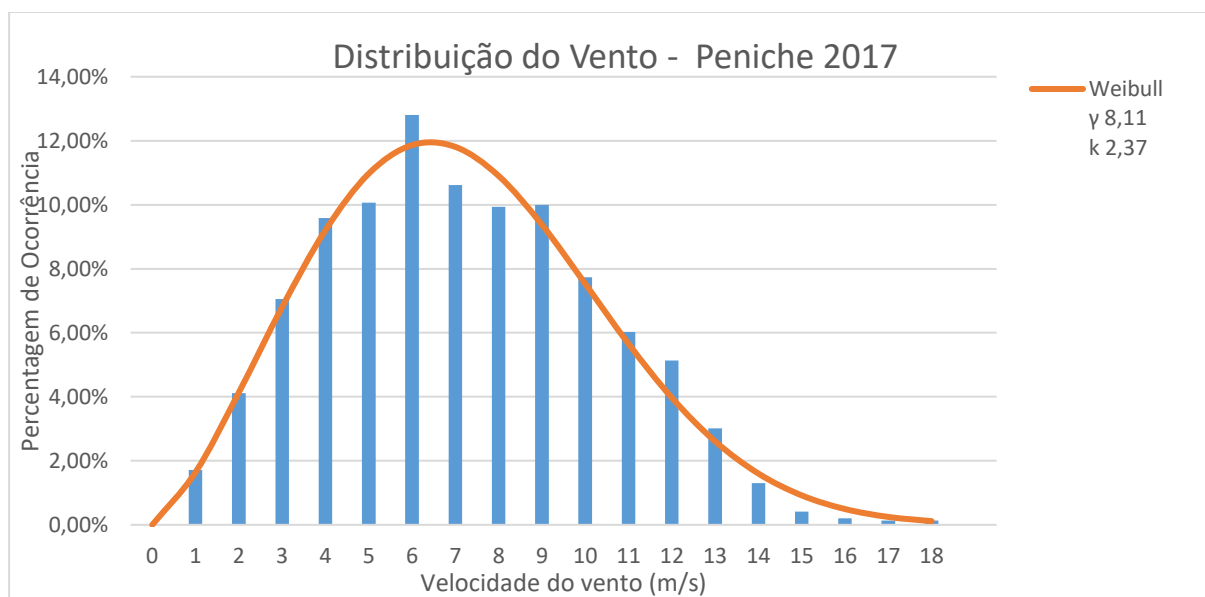


Figura 4.24 - Distribuição da velocidade do vento - Peniche 2017

Os dados de velocidade do vento foram discriminados por mês e respetivo ano de ocorrência (Figura 4.25). De onde podemos verificar que o vento segue um padrão relativamente constante a nível anual e prever um cenário, em que os meses de inverno são mais intenso e os de verão e outono mais brandos no que respeita às velocidades de vento registadas.

Tal como verificado para a região ao largo do Porto, observa-se uma tendência decrescente relativa à velocidade do vento com o avançar dos anos, à exceção de 2016 que teve um valor ligeiramente acima de 2014, no entanto a média de 2017 voltou a baixar para valores baixo dos registados em 2015 (Figura 4.26**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**).

As velocidades típicas de cada mês ao largo da região de Peniche indicam que nesta região, a intensidade do vento é superior nos meses de inverno e nos restantes meses baixam para valores relativamente constantes (Figura 4.27**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**).

A análise da Figura 4.28**Erro! A origem da referência não foi encontrada.** permite verificar a tendência propostas nas análises dos gráficos anteriores, em que se previa que os meses de inverno seriam o mais ventoso. Notamos ainda que a primavera é mais ventosa que o Verão e Outono, sendo que estes dois últimos apresentam valores similares

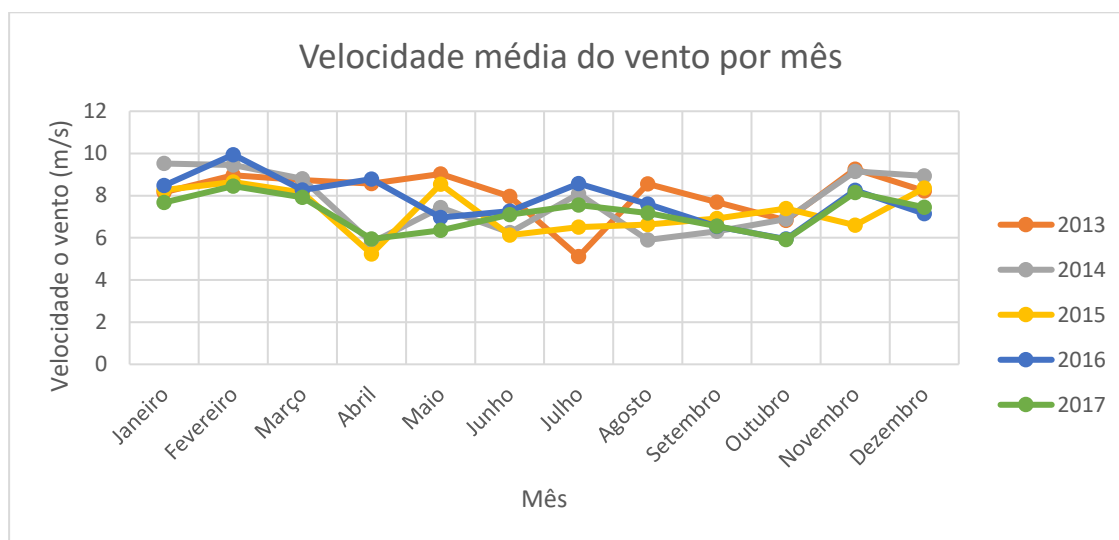


Figura 4.25 - Velocidade média mensal para todos os anos de estudo ao largo de Peniche

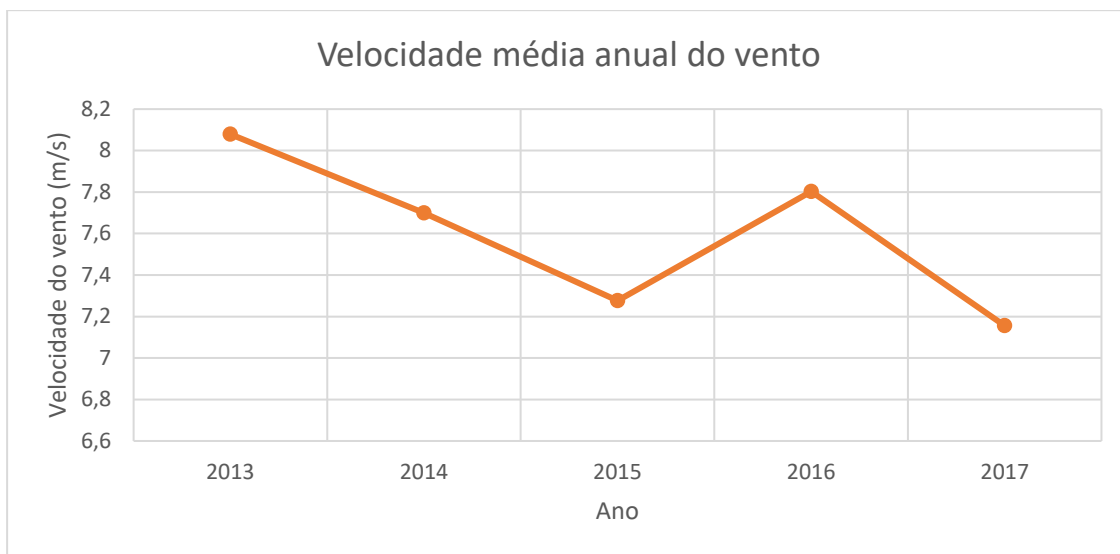


Figura 4.26 - Velocidade média anual do vento ao largo de Peniche

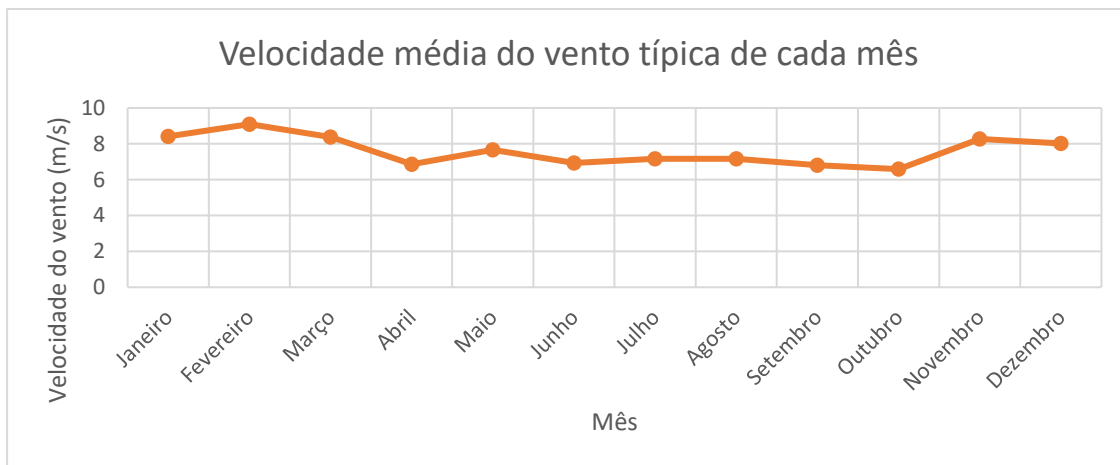


Figura 4.27 - Velocidade média mensal do vento típica ao largo Peniche

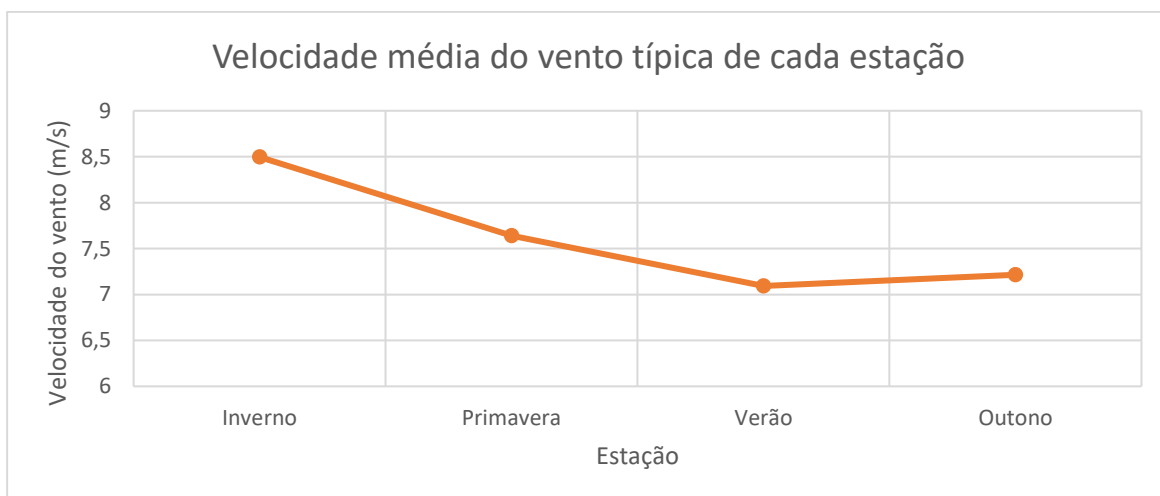


Figura 4.28 - Velocidade típica do vento em cada estação ao largo de Peniche

4.1.1.3 Análise da região ao largo de Sines

A região de Sines situa-se a sul da península de Setúbal e os seus dados são representativos da faixa costeira sudoeste da costa continental portuguesa.

A Figura 4.29 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, mostra as velocidades de vento registadas, a cada 6 horas, desde o início de 2013 até ao final do ano de 2017 e a sua respetiva percentagem de ocorrência. Verifica-se que a velocidades de vento mais frequente é de 7 m.s^{-1} . Como já verificado nos gráficos anteriores é possível a aproximação através de uma distribuição de Weibull com um fator de forma de 2,53 e um fator de escala de 8,00.

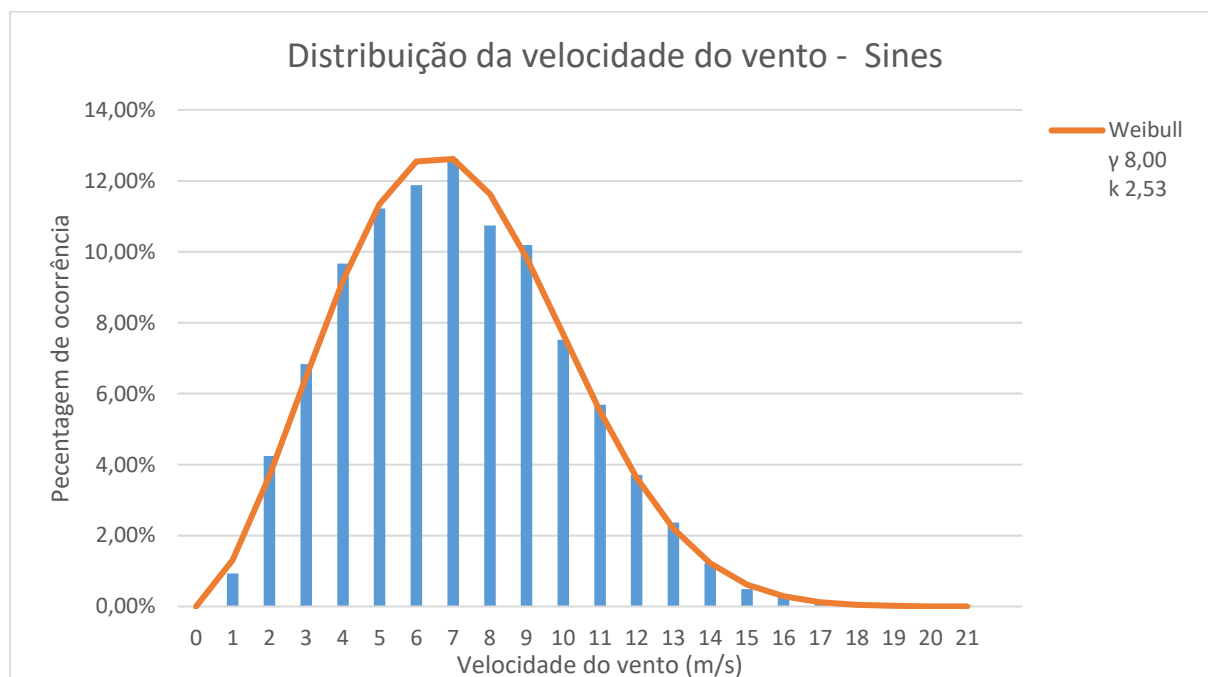


Figura 4.29 - Distribuição da velocidade do vento - Sines

Discriminando agora a análise por ano observamos, pela análise da Figura 4.30 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, referente a ano de 2013 que o vento mais frequente foi aquele que soprou com velocidades de 7 m.s^{-1} em cerca de 12% do tempo de todo ano. Os parâmetros da distribuição de Weibull obtidos forma de 8,33 para o fator de escala e 2,49 para o fator de forma.

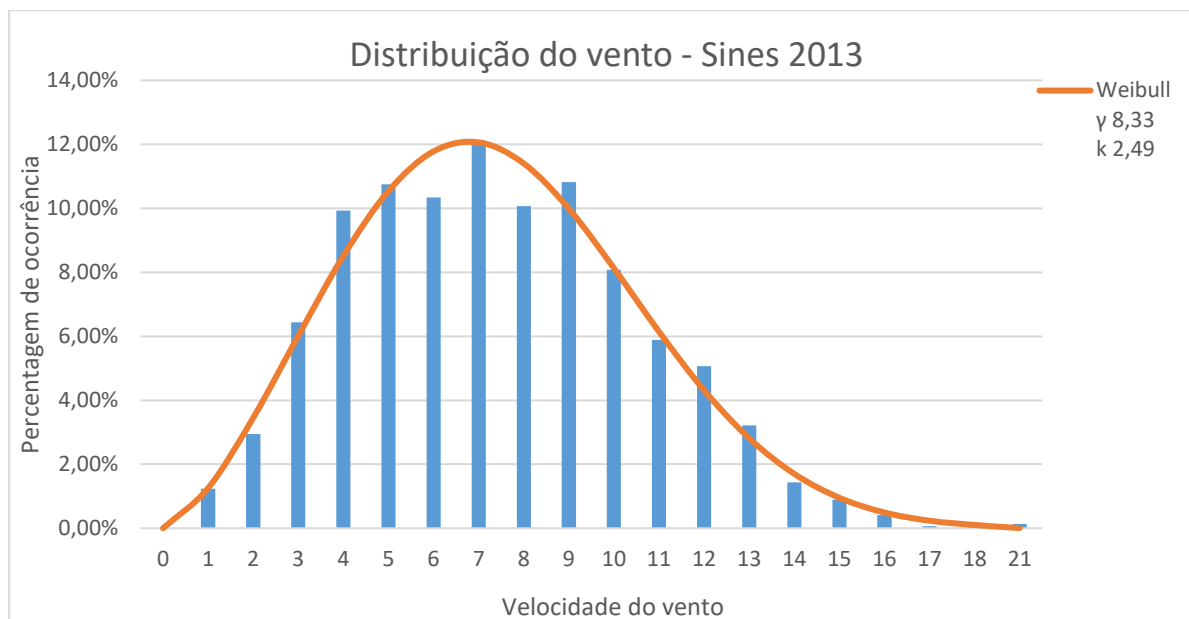


Figura 4.30 - Distribuição da velocidade do vento - Sines 2013

O ano de 2014 (Figura 4.31 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**), trouxe um ano em que os ventos de intensidades entre os 6 e os 9 m.s^{-1} contribuíram de com uma percentagem de ocorrência bastante idêntica, apresentando cerca de 12% para cada, do tempo anual. Os parâmetros da distribuição de *Weibull* foram de 8,09 para γ e 2,56 para k .

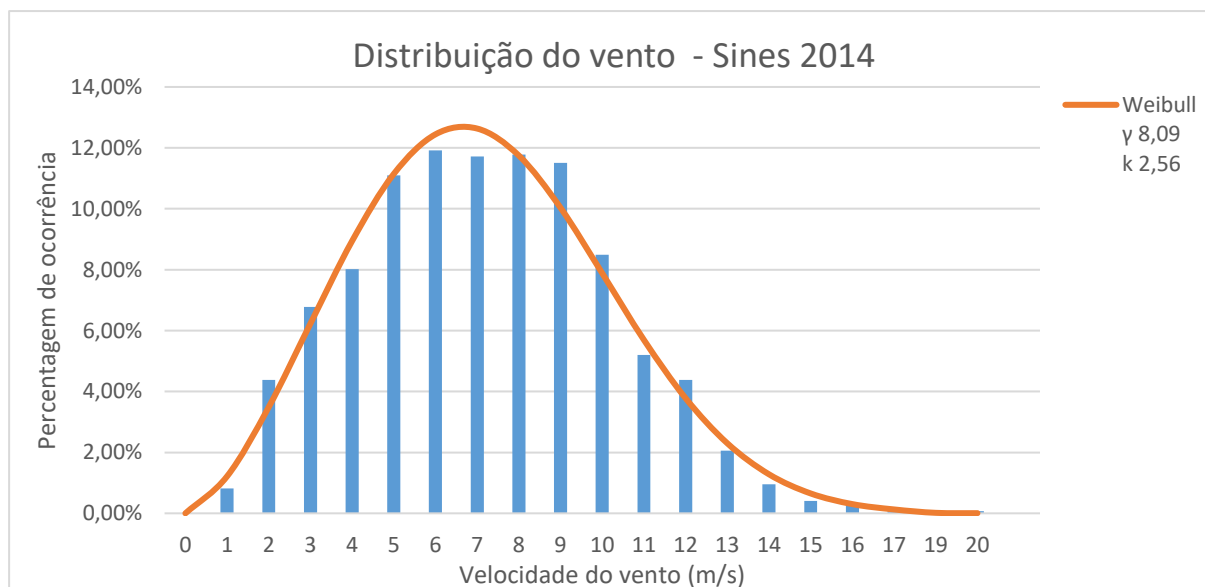


Figura 4.31 - Distribuição da velocidade do vento - Sines 2014

Na Figura 4.32 temos a distribuição de vento referente ao ano de 2015. Neste ano verificou-se uma percentagem de quase 14% para os ventos que sopraram com intensidade de 7 m.s^{-1} , tendo sido esta a velocidade com maior representação neste mesmo ano. Os parâmetros da distribuição de *Weibull* foram de 7,69 e 2,37 para γ e k , respetivamente.

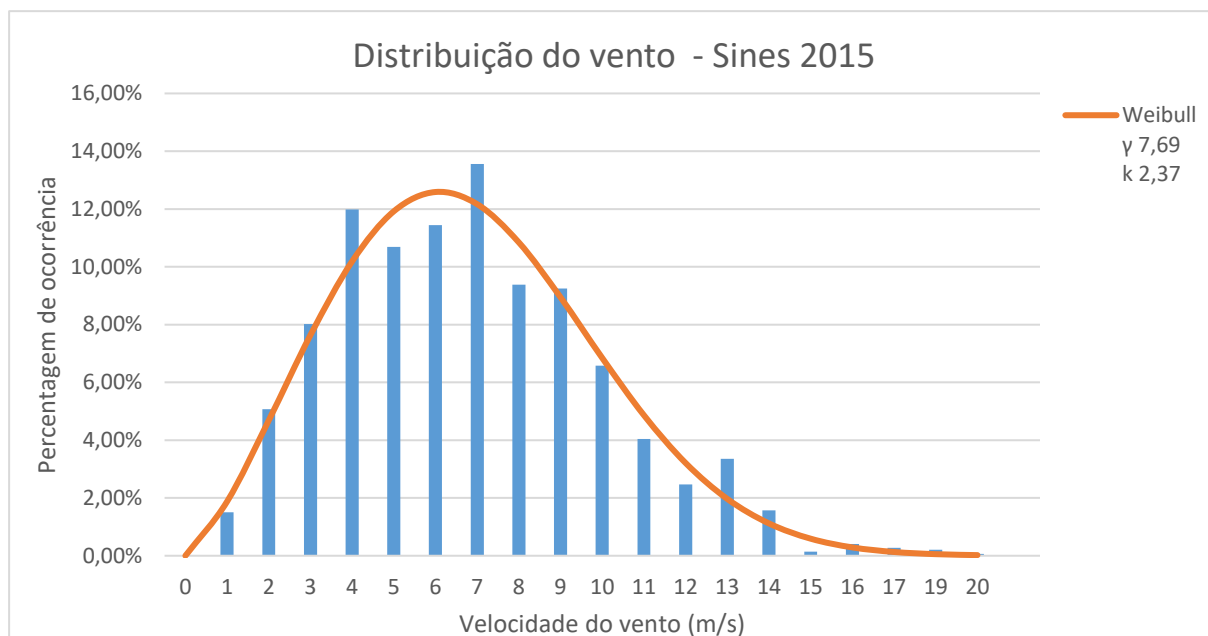


Figura 4.32 - Distribuição da velocidade do vento - Sines 2015

Já em 2016 (Figura 4.33) temos os ventos de 6 e 7 m.s⁻¹ como aqueles que se verificaram com maior regularidade durante o ano em que cada um se registou perto de 13% do tempo. Os parâmetros k e γ da curva de *Weibull* foram 2,73 e 8,22 respetivamente.

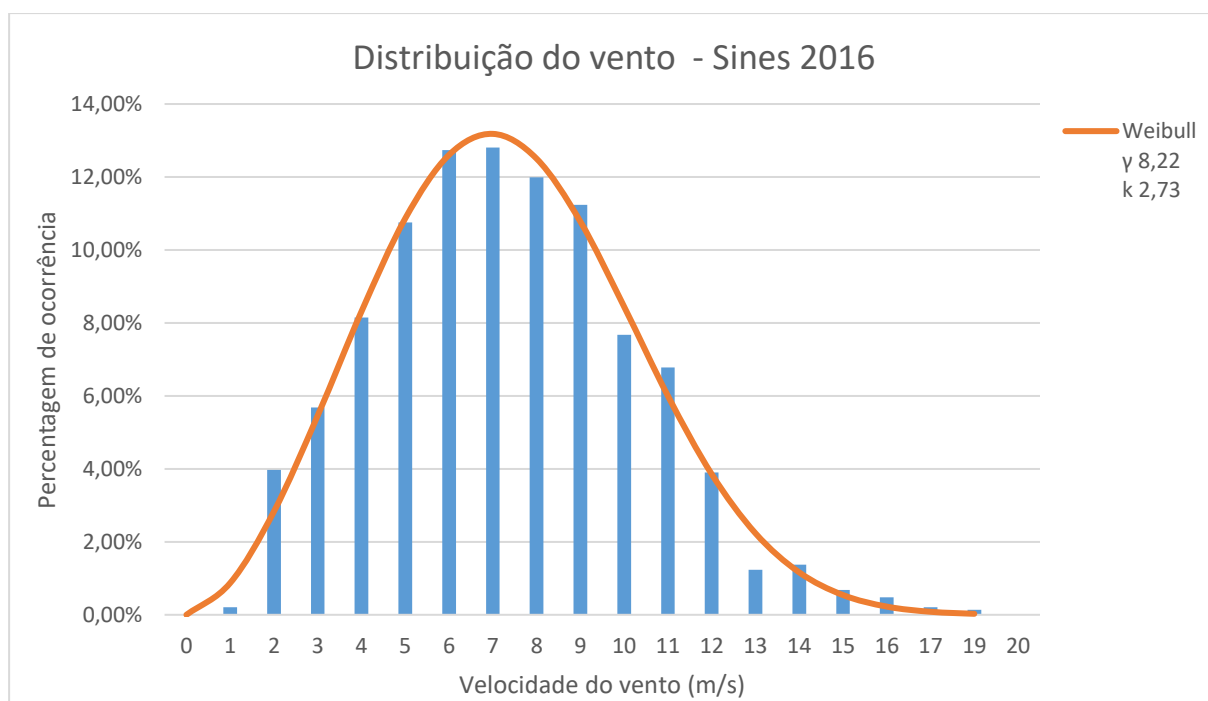


Figura 4.33 - Distribuição da velocidade do vento - Sines 2016

Finalmente para o ano de 2017 (Figura 4.34**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**), verifica-se que temos 3 velocidades com maior frequência, essas velocidades são de 5, 6 e 7 m.s⁻¹ e apresentaram um registo próximo dos 13% cada. A distribuição de *Weibull* para este último ano de estudo revelou um valor para γ de 7,68 e para k de 2,54.

No Figura 4.35**Erro! A origem da referência não foi encontrada.** estão contidas todas as médias mensais de vento discriminadas por ano de onde podemos verificar uma tendência e, possivelmente, prever a existência de maior intensidade de vento nos meses de inverno e primavera, baixando após esta data e mantendo-se relativamente ao mesmo nível nas estações de verão e outono.

Analisando agora as médias anuais para os anos de estudo verificamos que, tal como para todas as regiões estudadas, foi verificada uma tendência decrescente, no que respeita à intensidade de vento. No entanto, no ano de 2016 inverteu-se esta tendência, voltando a descer para o valor mínimo em 2017 (**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**)

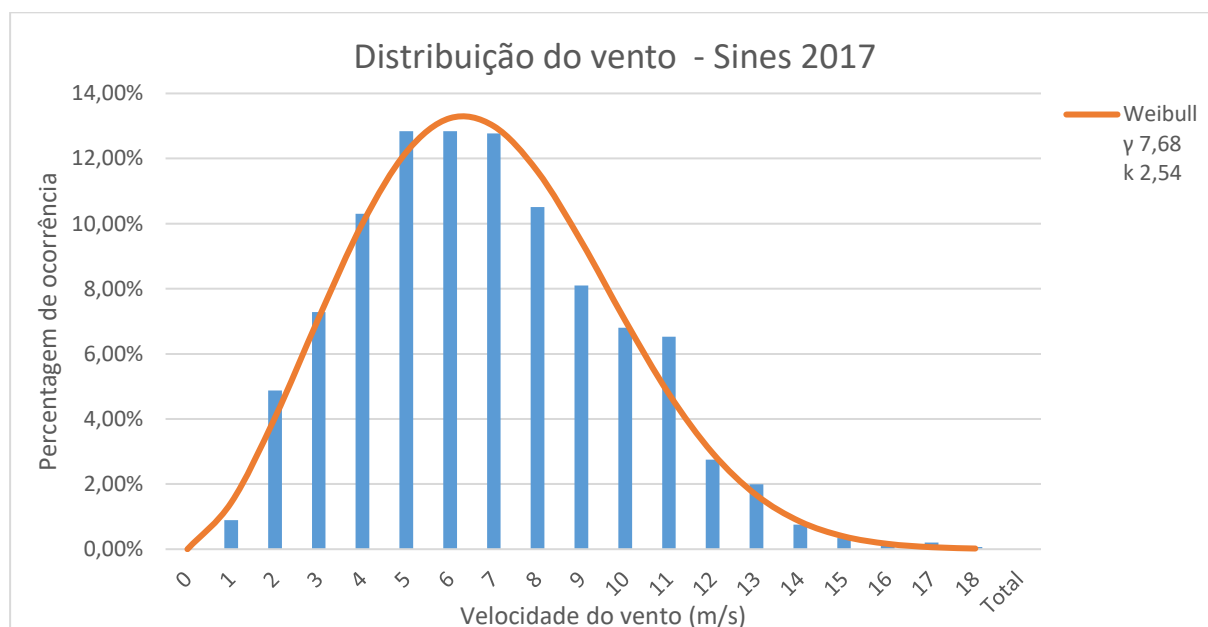


Figura 4.34 - Distribuição da velocidade do vento - Sines 2017

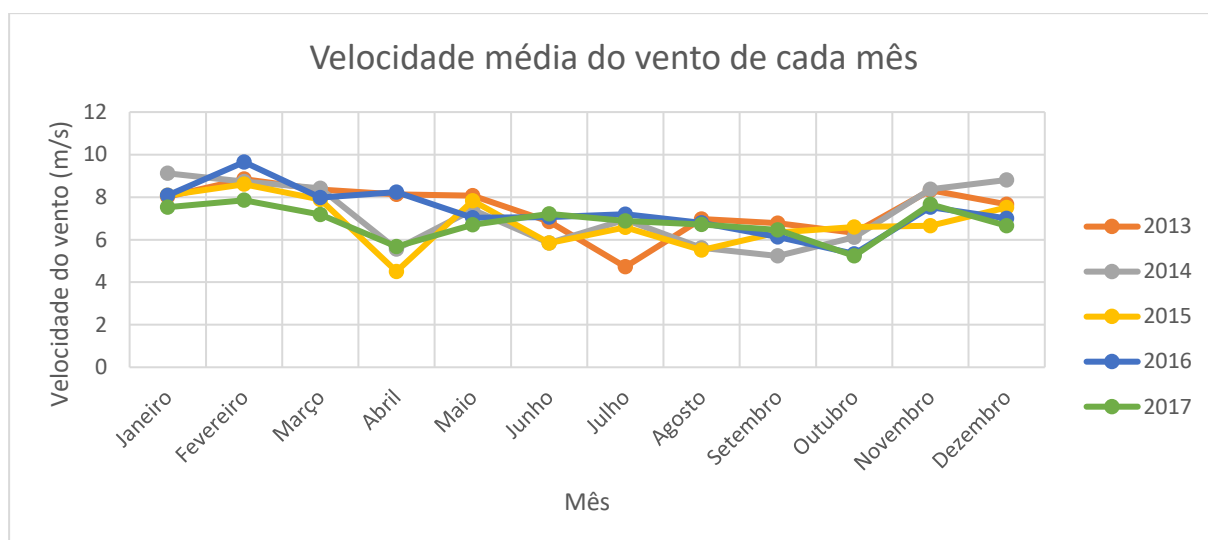


Figura 4.35 - Velocidade média mensal para todos os anos de estudo ao largo de Sines

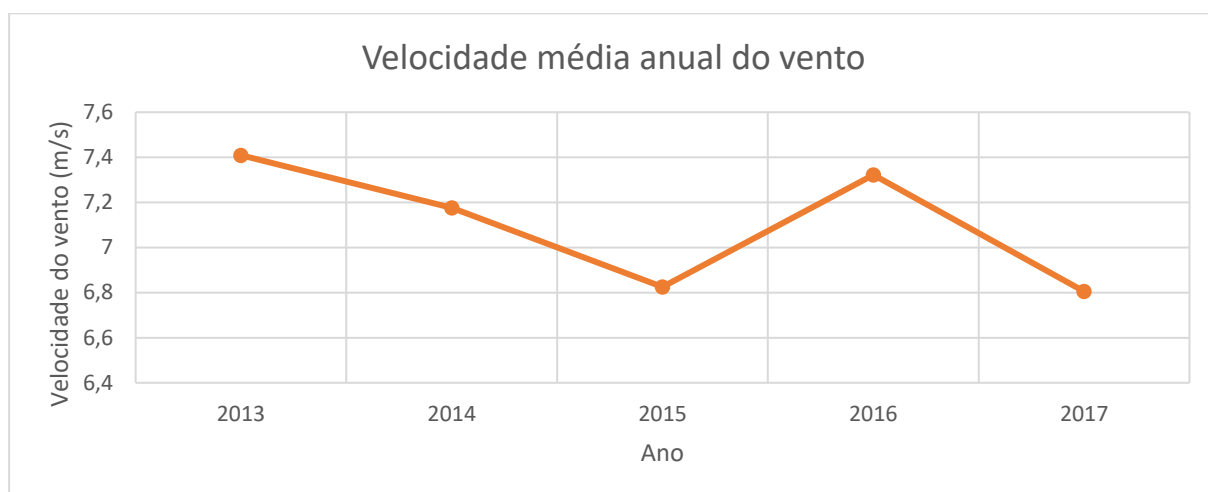


Figura 4.36 - Velocidade média anual do vento ao largo de Sines

O gráfico seguinte (Figura 4.37**Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) mostra a velocidade do vento típica em cada mês do ano. A análise do mesmo gráfico permite verificar uma maior intensidade nos meses de Inverno e Primavera registando-se um pico de intensidade no mês de março e valores relativamente constantes ao longo do Verão e Outono.

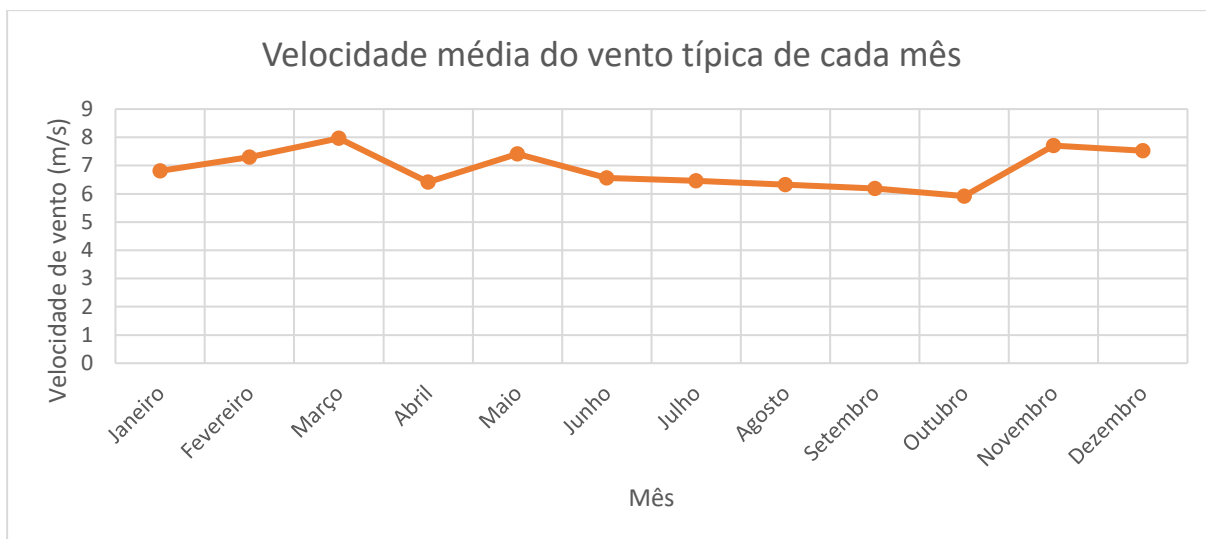


Figura 4.37 - Velocidade média mensal do vento típica ao largo de Sines

A discriminação dos valores de velocidade do vento por estação (Figura 4.38 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**) permite verificar a hipótese formulada para a região ao largo de Sines, em que os meses de Inverno e primavera seriam aqueles que registariam valores mais elevados. No entanto a análise do mesmo gráfico permite verificar que a estação de primavera é ligeiramente mais ventosa que o mês de inverno, aquele que se previa ser o mais ventoso considerando os mapas do capítulo 4.1.1. O mês de verão é o menos ventoso como seria de esperar e o mês de Outono apresenta um valor médio ligeiramente acima deste.

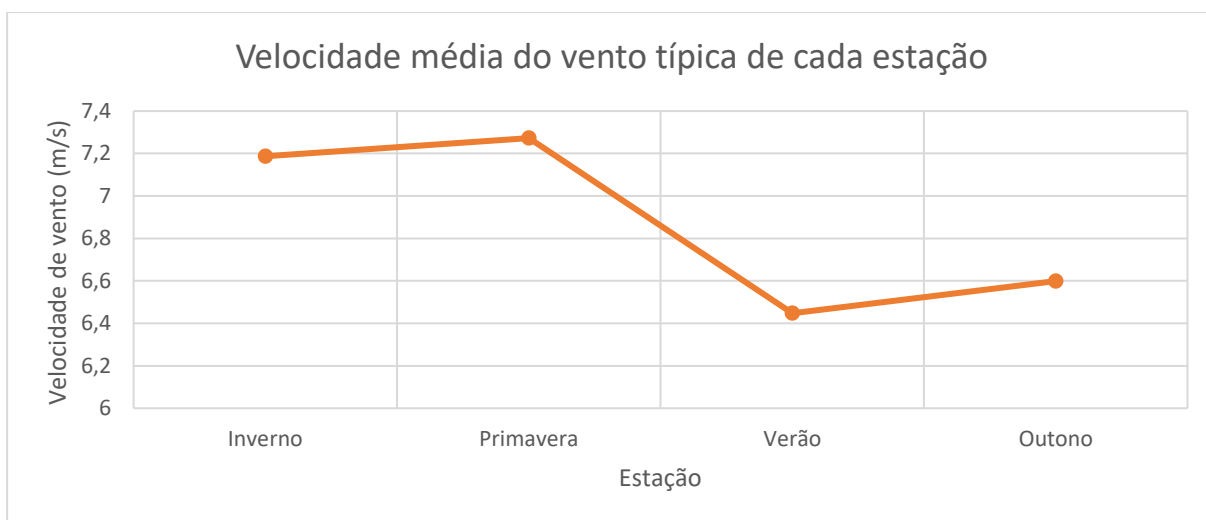


Figura 4.38 - Velocidade típica do vento em cada estação ao largo de Sines

4.1.2 Energia disponibilizada para a rede elétrica

Para que seja possível estimar valores de produção de energia a partir do vento disponível nas regiões estudadas, foi necessário proceder à escolha de um conversor de energia a partir do vento para energia elétrica. O aerogerador selecionado foi a Sea Titan 10MW Wind Turbine (AMSC 2012). Os dados disponibilizados na plataforma <http://marine.copernicus.eu> representam a velocidade do vento registada não nível da água mar.

4.1.2.1 Análise da região ao largo do Porto

Considerando o Aerogerador Sea Titan 10MW e os cálculos propostos no capítulo 3.1.2 para a região ao largo da faixa costeira do Porto e com recurso à análise da Figura 4.39, podemos verificar que seria possível a extração anual de uma gama de energias entre os 31,85 e os 41 GWh com o ano de 2013 a ser aquele em que a extração seria mais elevada e o de 2017 com a menor sendo que os valores extraídos podem considerar-se relativamente constantes na mesma base anual com pequenas variações.

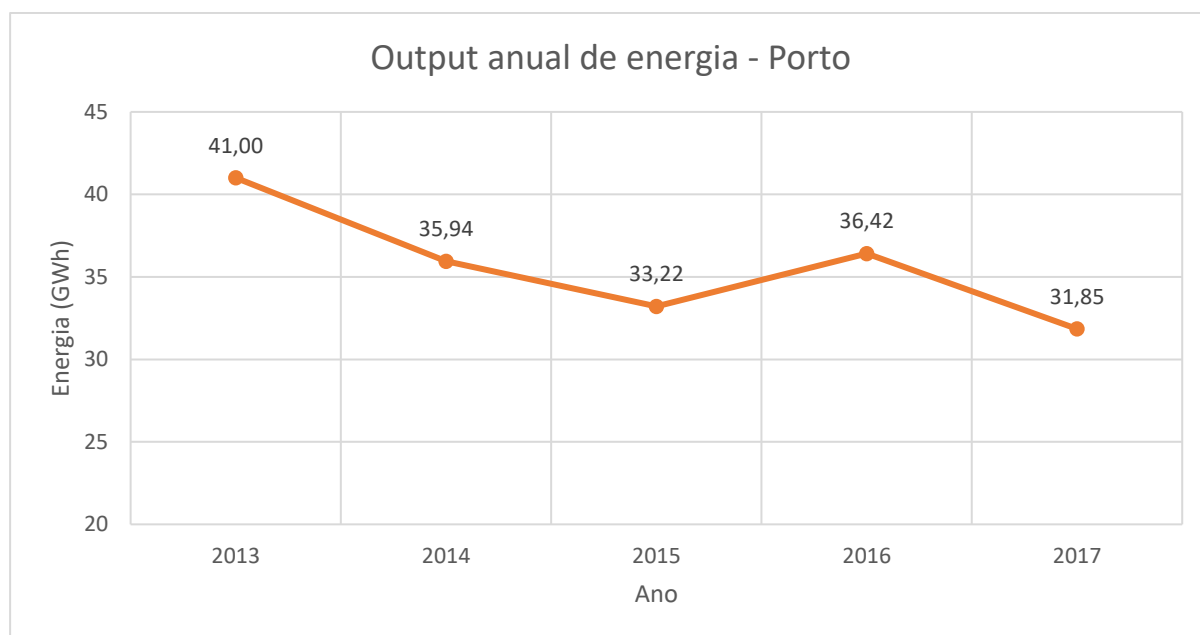


Figura 4.39 - Output anual de energia - Porto

Continuando na faixa costeira do Porto e com o mesmo aerogerador e considerando valores médios numa base mensal (Figura 4.40), podemos, assim como se verifica no capítulo 4.1.1.1 verificar que o aproveitamento é também maior para os meses de inverno e primavera e menores para verão. Reforça-se ainda os picos de aproveitamento em julho de 2013 e maio de 2013 com valores 1234 e 6410 kWh de energia produzida.

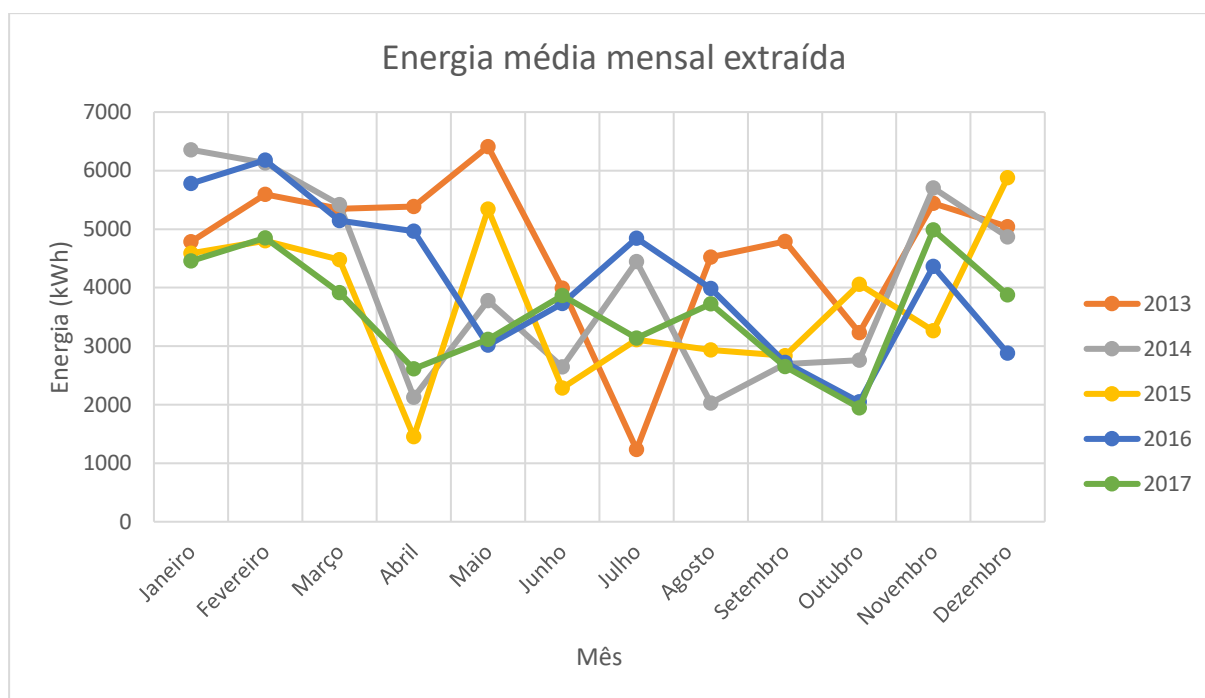


Figura 4.40 - Energia média mensal extraída para todos os anos de estudo ao largo do Porto

Em termos de valores médios anuais, a Figura 4.41 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** permite verificar a tendência também verificada no capítulo 4.1.1.1, onde se observa um decréscimo de energia passível de aproveitamento energético, com a particularidade de o ano de 2016 ter aumentado o seu valor, caindo o mesmo para o menor valor registado em 2017.

Os aproveitamentos energéticos típicos de cada mês, apresentados na Figura 4.42 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, permitem verificar que os meses de inverno serão aqueles de onde se consegue obter um maior aproveitamento, em contrapartida os meses de Verão e Outono registam os valores mais baixos. É possível observar um máximo em março com um valor de 4861 kWh.

Discriminando os dados por estação meteorológica (Figura 4.43) **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, confirma-se a hipótese até aqui apresentada através da observação dos gráficos anteriores, que a estação de Inverno seria aquela que registaria valores mais elevados, os valores mais baixos são verificados nos meses de verão e outono.

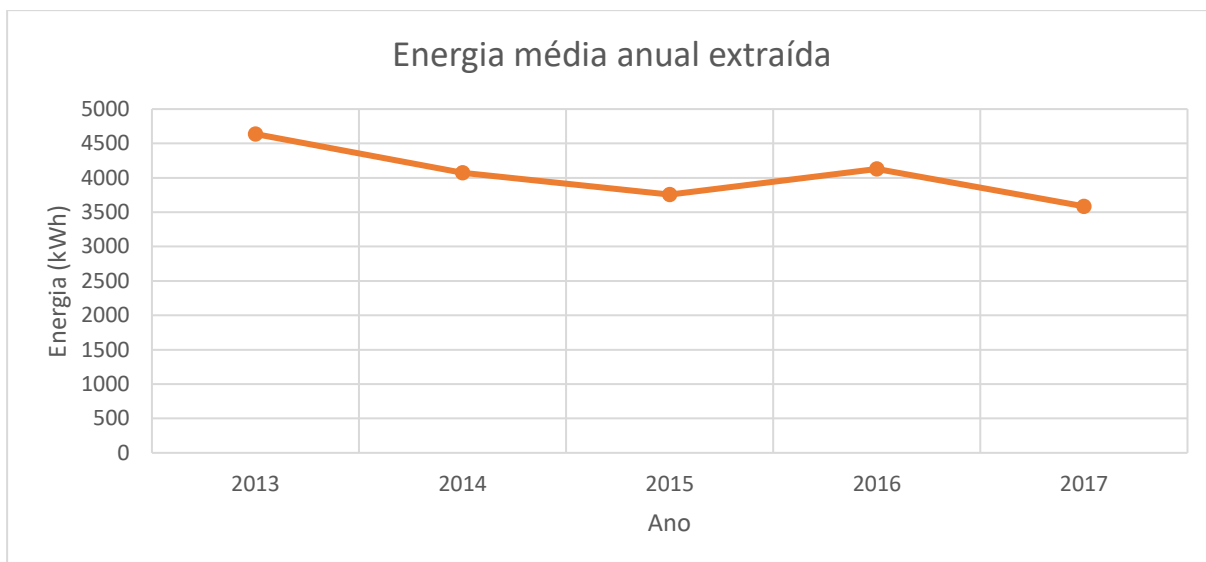


Figura 4.41 - Energia média anual extraída ao largo do Porto

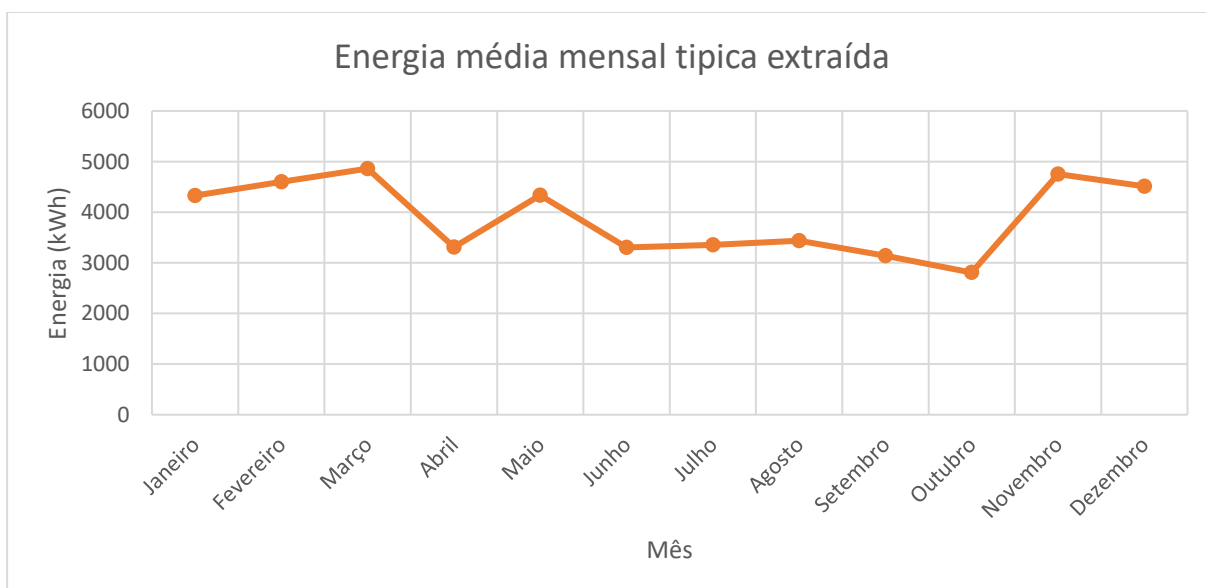


Figura 4.42 - Energia típica extraída de cada mês ao largo do Porto

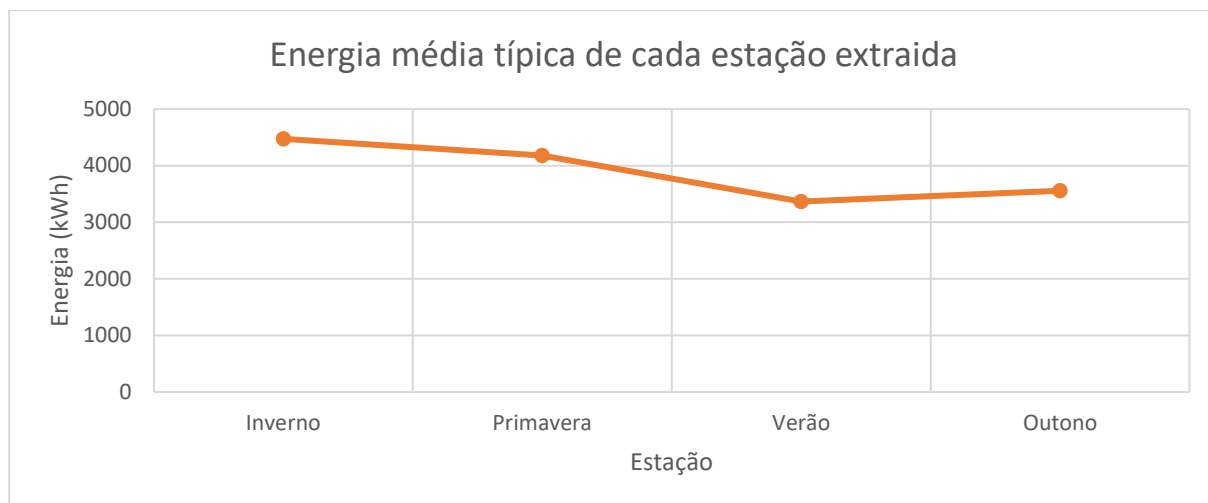


Figura 4.43 - Energia típica extraída em cada estação ao largo do Porto

4.1.2.2 Análise da região ao largo de Peniche

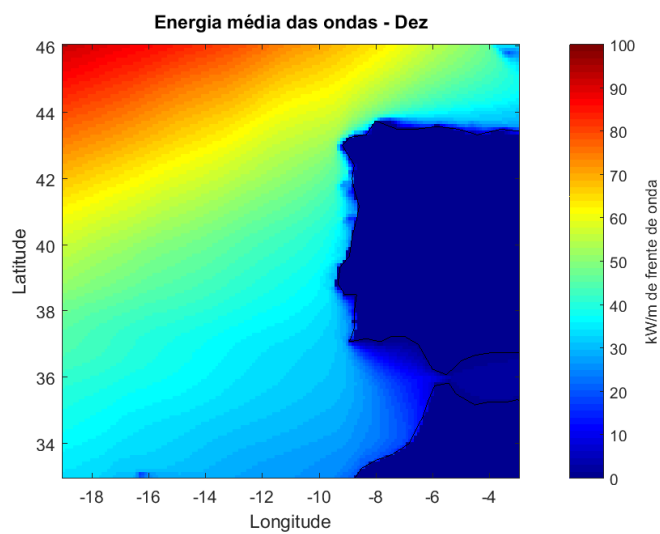
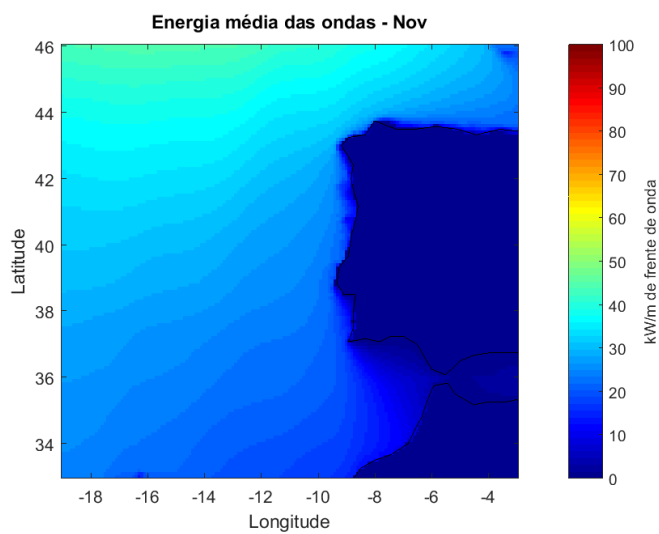
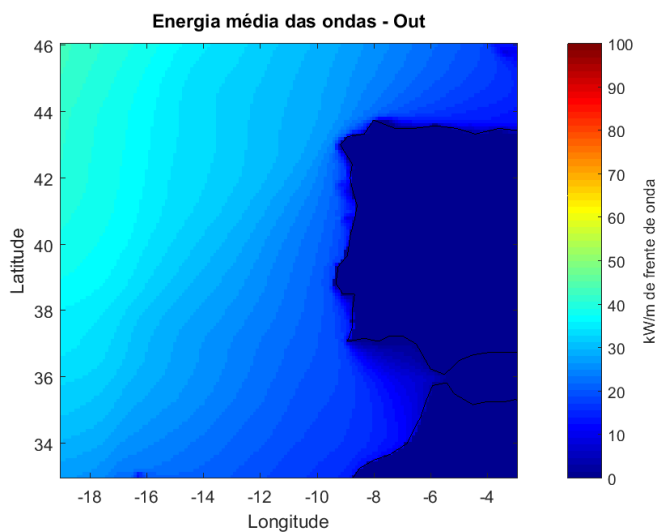
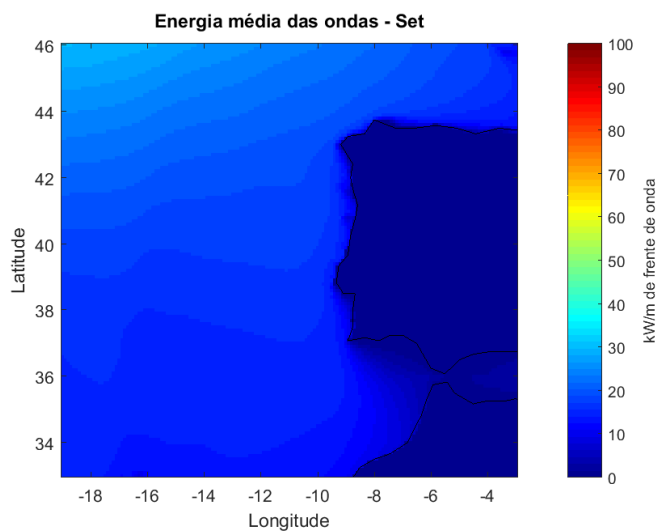
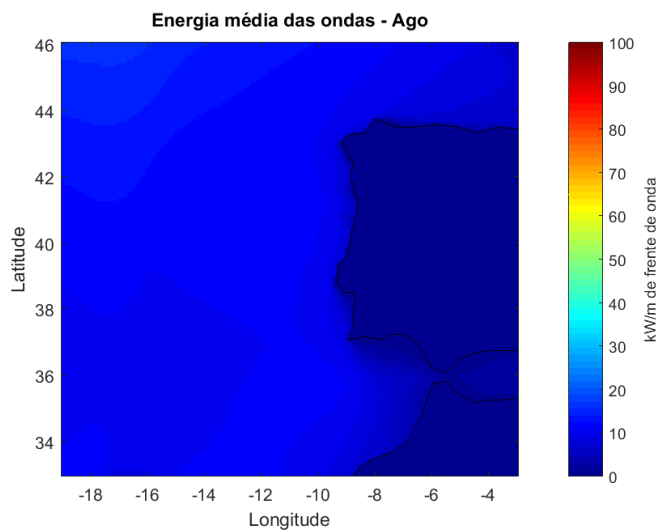
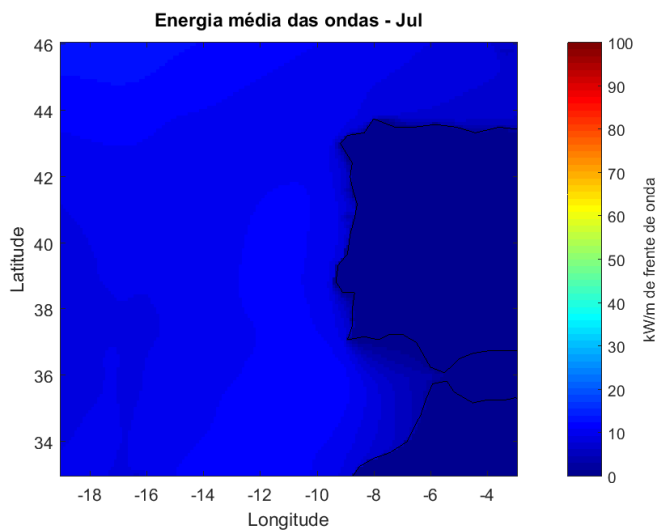
A mesma análise feita no capítulo anterior foi realizada para a região de Peniche com o objetivo de entender se esta localização iria permitir resultados diferentes aos já verificados para a região do Porto.

A Figura 4.44 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** permite verificar tal que como para a região do Porto o ano de maior extração energética seria o de 2013 e o de menor o de 2017 com os valores a variar entre os 42 e os 33,82 GWh. O padrão de produção aparenta ser relativamente constante ao longos dos anos.

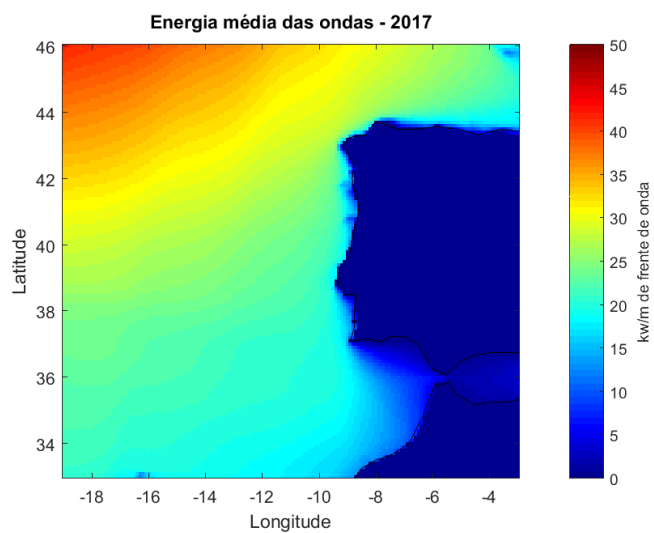
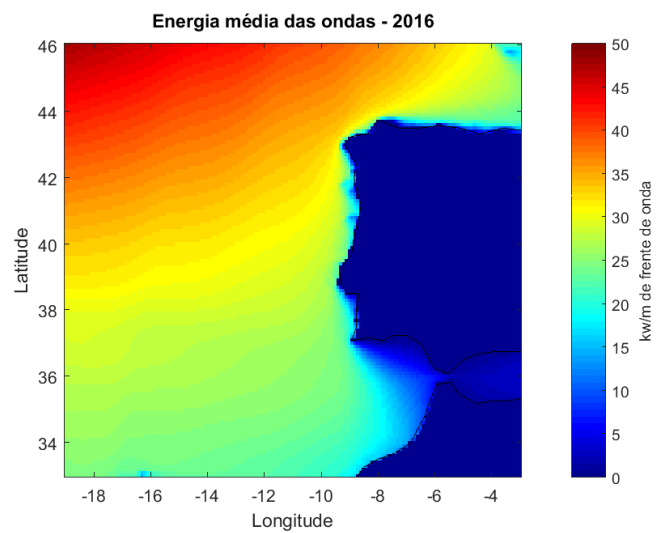
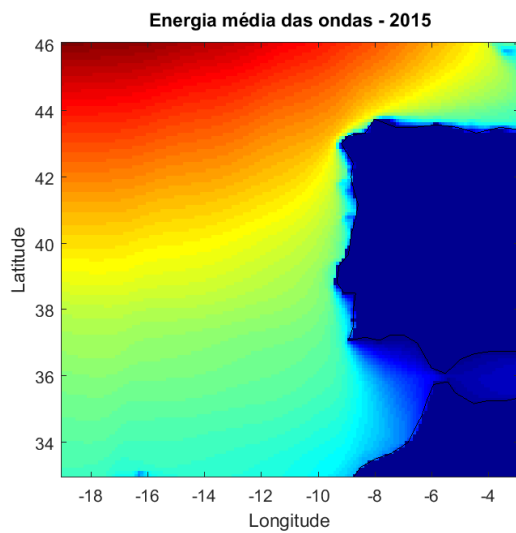


Figura 4.44 - Output anual de energia – Peniche

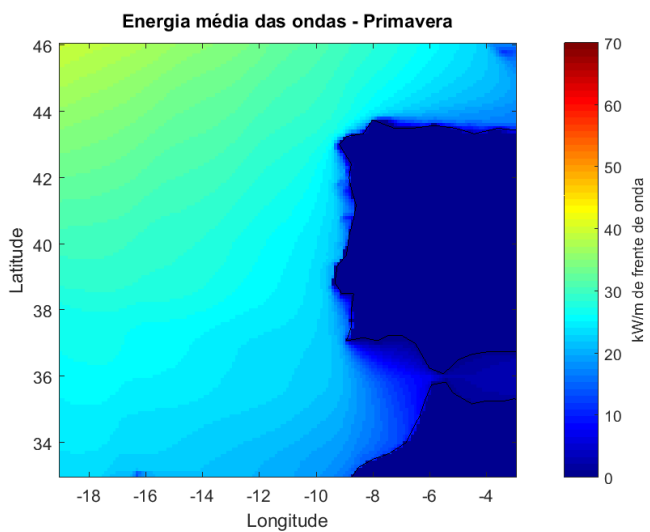
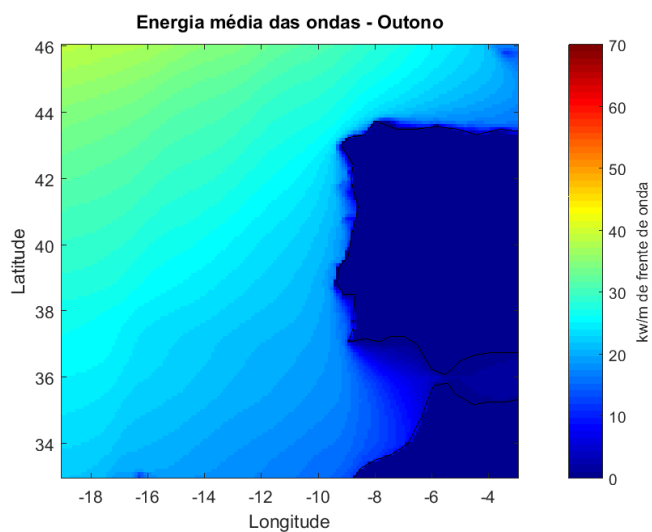
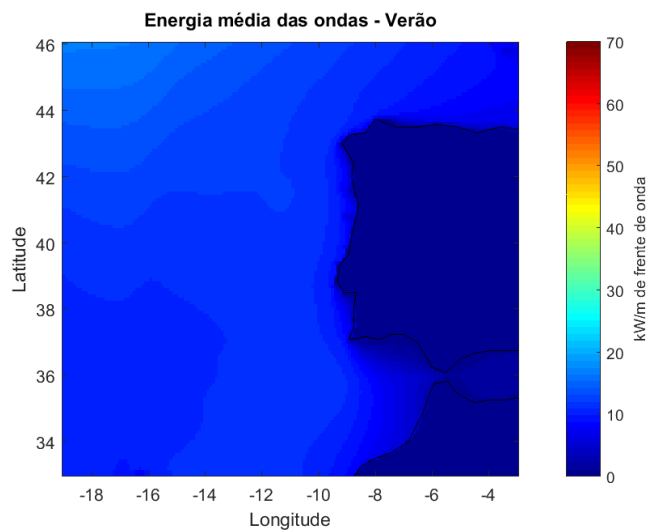
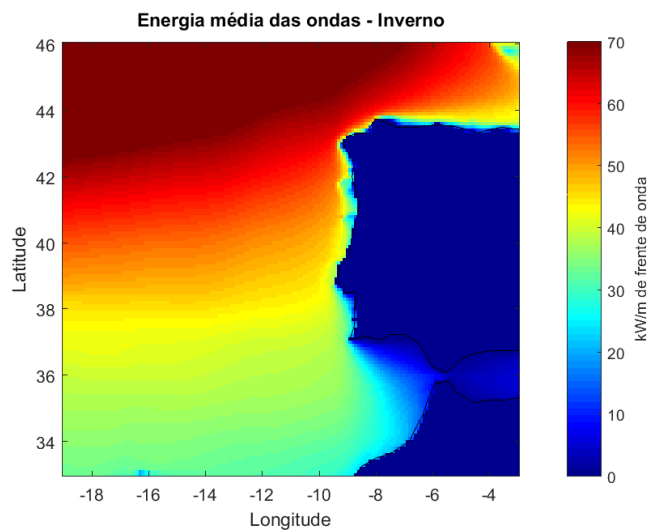
Na Figura 4.45 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** Podemos verificar que, para todos os anos de estudo os valores mais elevados de aproveitamento encontram-se maioritariamente nos meses de inverno, o que leva a crer que esta será a estações da qual serão extraídos os maiores aproveitamentos energéticos.



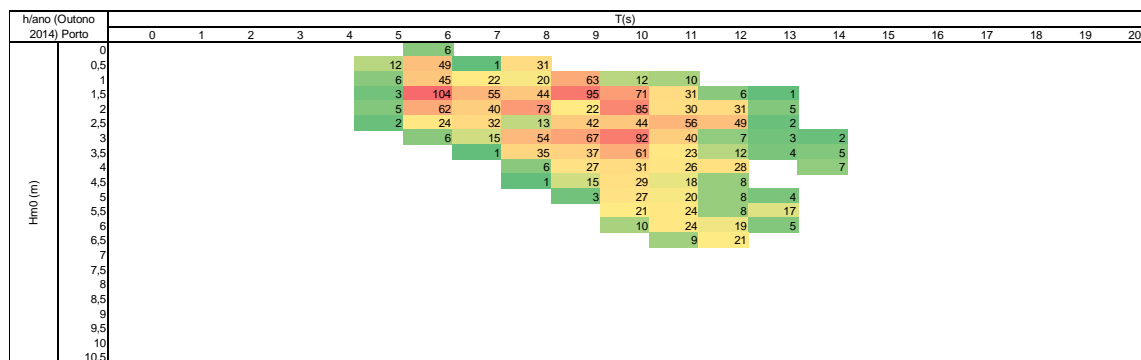
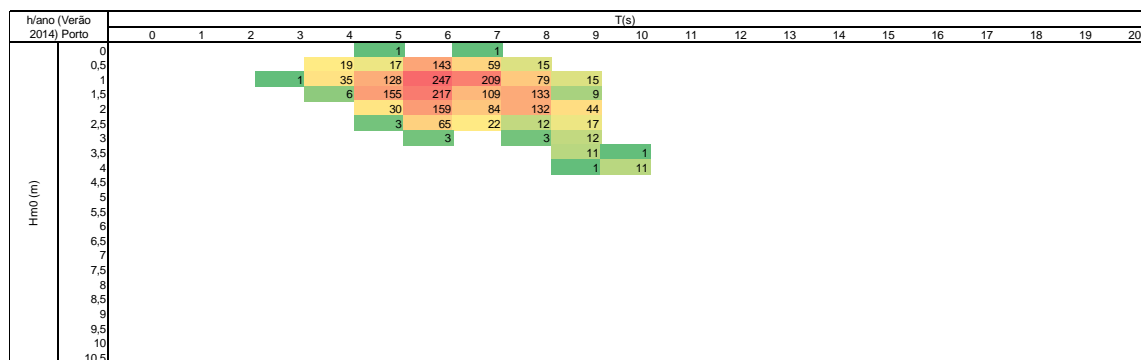
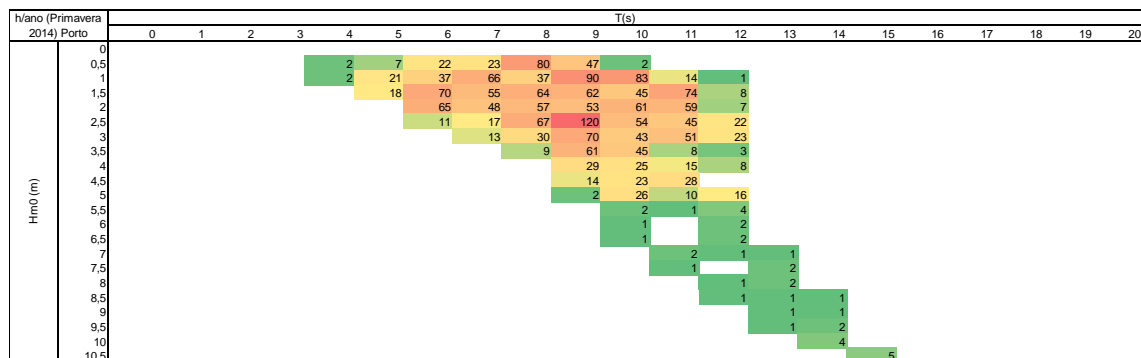
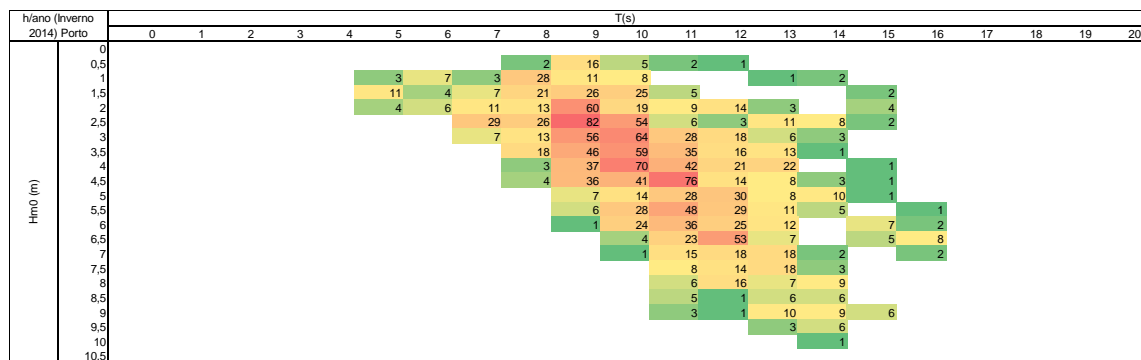
9. Mapa de ondas por ano

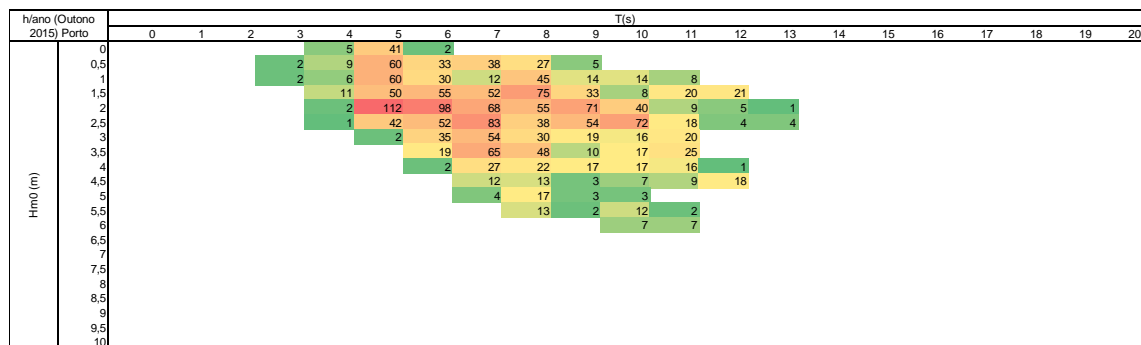
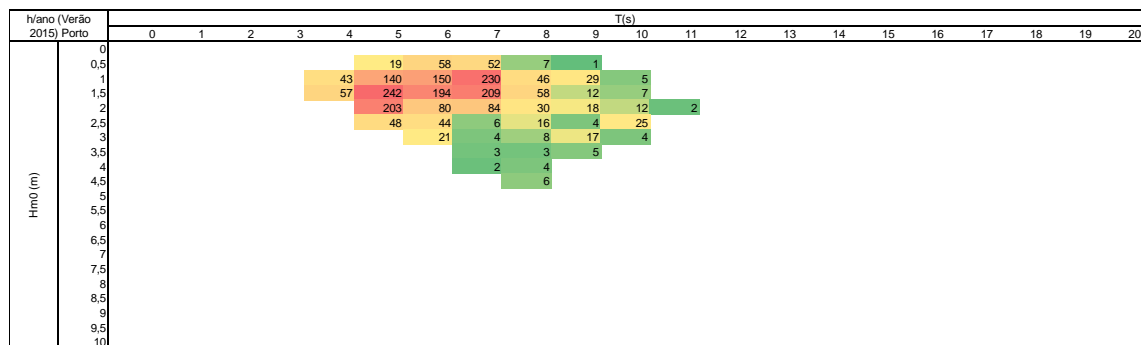
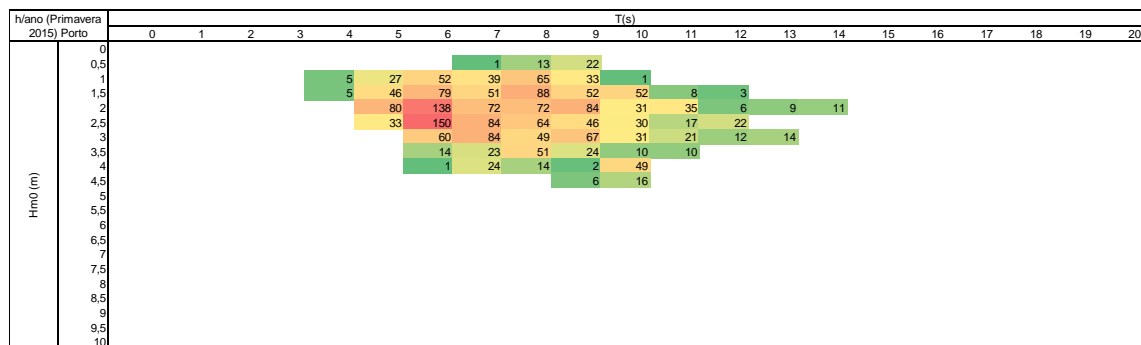
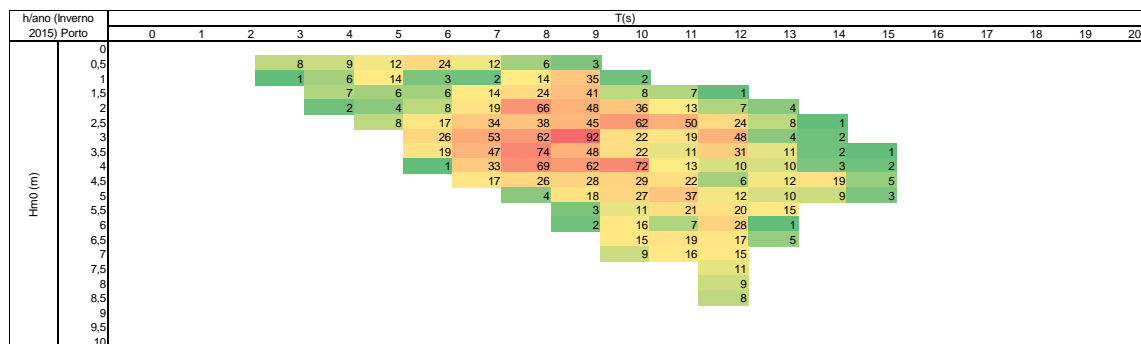


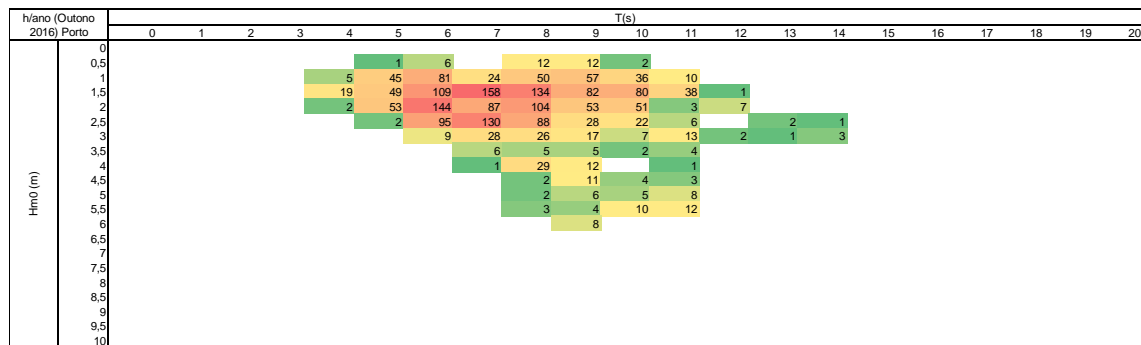
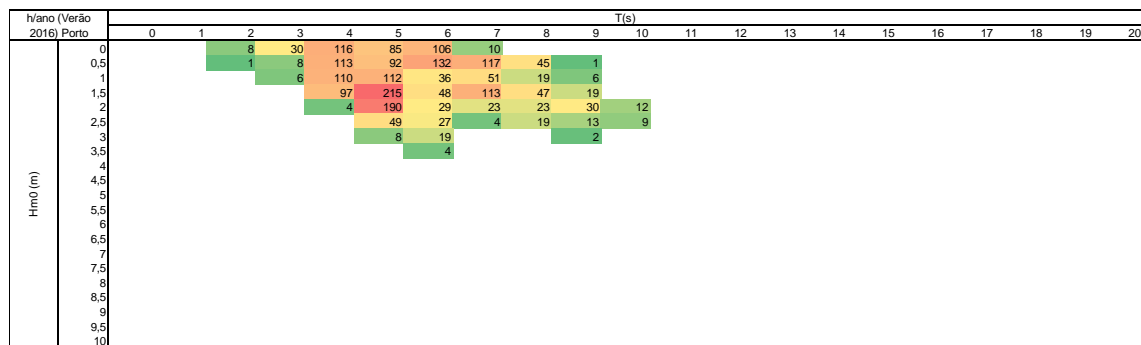
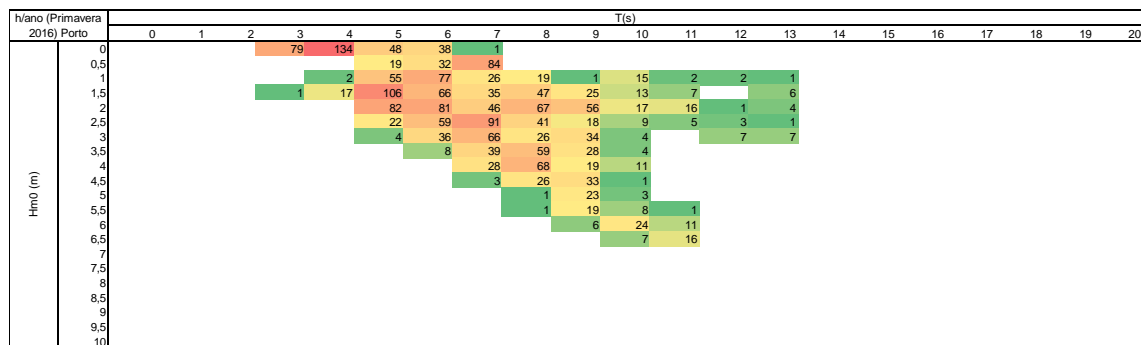
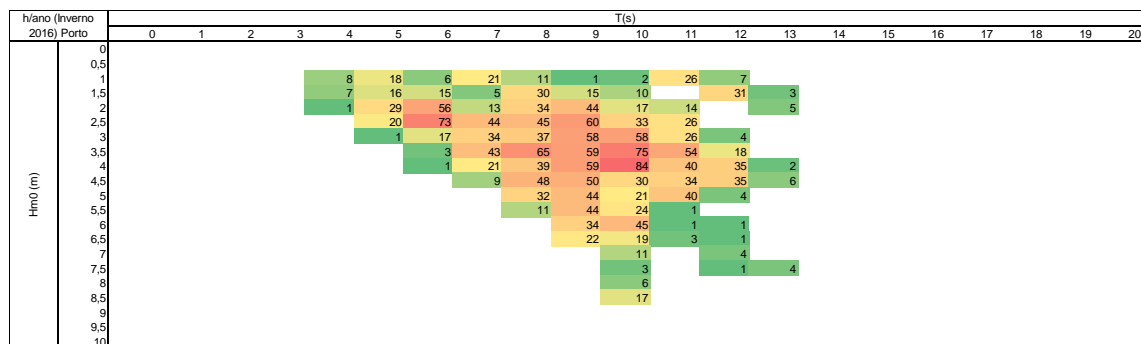
10. Mapa de ondas por estação



11. Histogramas Porto







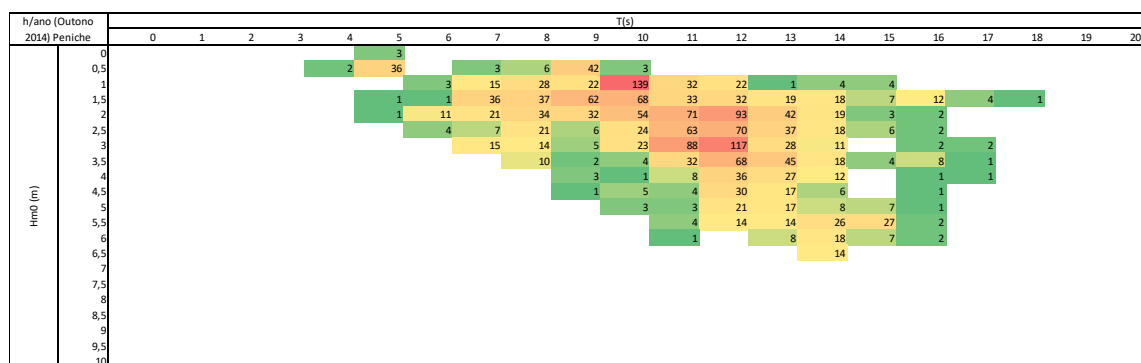
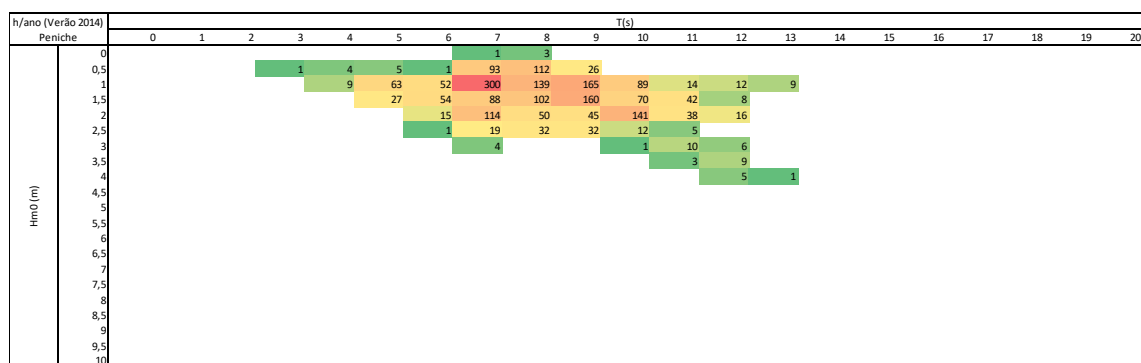
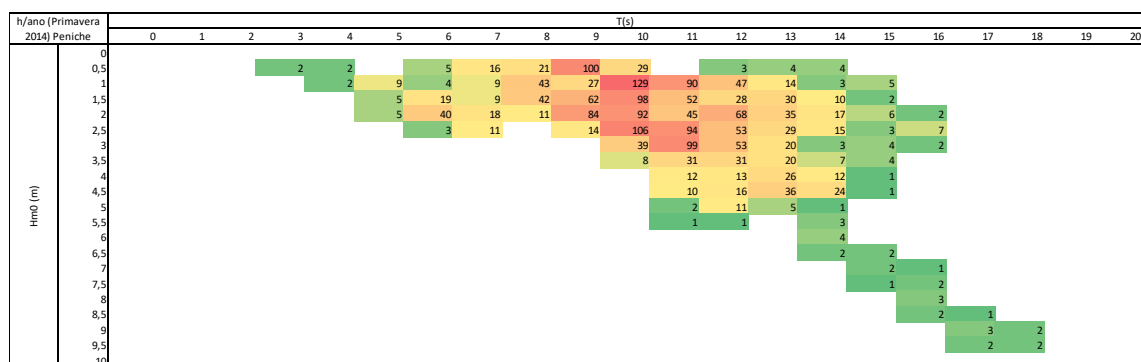
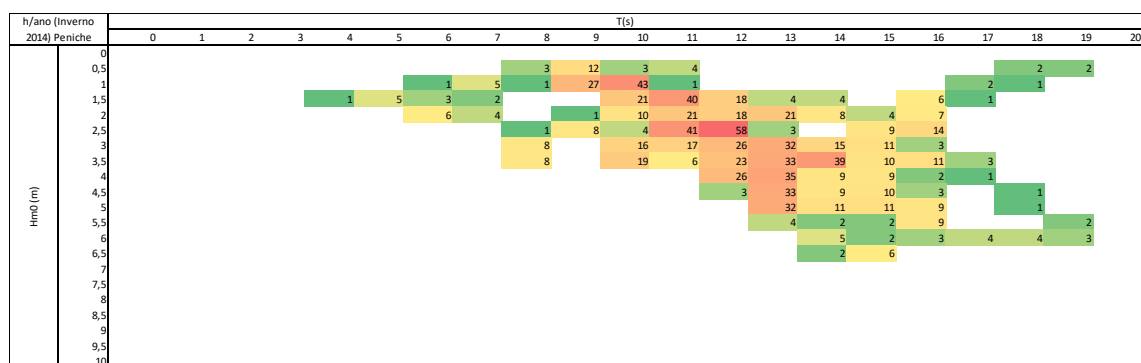
h/ano (Inverno 2017) Porto		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5																					
	1																					
	1,5																					
	2																					
	2,5																					
	3																					
	3,5																					
	4																					
	4,5																					
	5																					
	5,5																					
	6																					
	6,5																					
	7																					
	7,5																					
	8																					
	8,5																					
	9																					
	9,5																					
	10																					

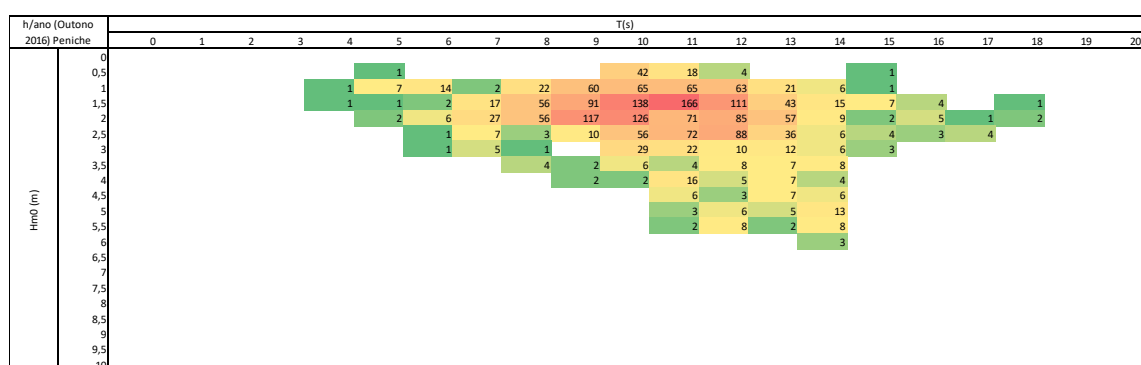
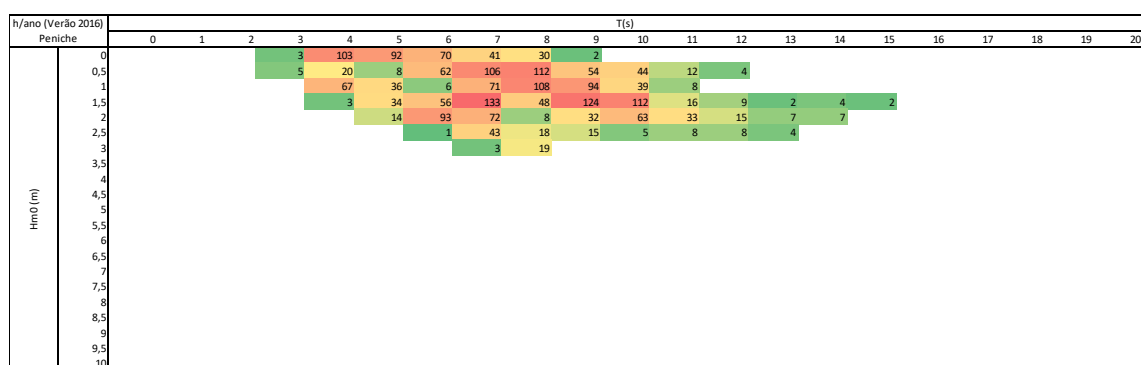
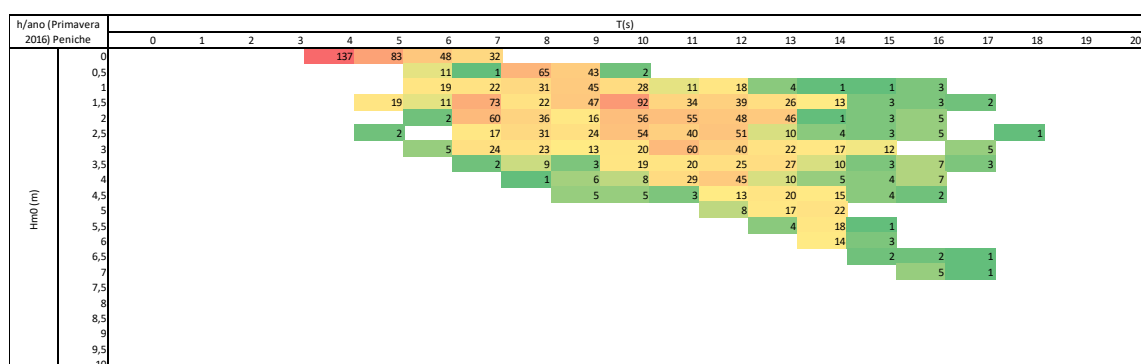
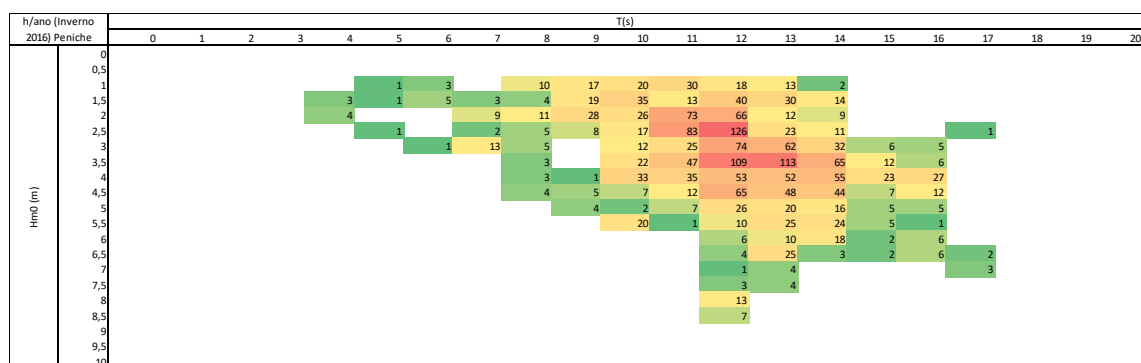
h/vano (Primavera 2017) Porto		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0				1	1		1	1													
	0,5				13	34	55	44	62	37	9											
	1				11	44	60	30	70	111	31	21	9									
	1,5					19	72	65	46	78	47	34	21	3								
	2						85	119	42	32	20	54	5									
	2,5						18	24	86	64	70	36	16	9								
	3							35	28	32	21	20	5									
	3,5								1	9	50	52	9		1	3						
	4									4	15	16	25	16	5	1						
	4,5										19	9	11	26								
	5											2	5	3	19							
	5,5												9		2							
	6													6	3							
	6,5																					
	7																					
7,5													8									
8													7									
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Verão 2017) Porto		T(s)																				
	Porto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5					38	46	156	47	3												
	1				84	139	127	150	95	30	1											
	1,5				92	194	87	53	59	10												
	2				2	254	103	54	21	28	22	4										
	2,5					56	77	35	3	19	2											
	3					5	27	32	1	5												
	3,5							25	7	3	3	4										
	4										3											
	4,5											3										
	5																					
5,5																						
6																						
6,5																						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Outono 2017) Porto		T(s)																				
	Porto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5				10	1	1	7	3													
	1				6	12	30	45	30	27	12	4										
	1,5					42	92	57	129	84	96	18	13	3								
	2					24	69	59	73	115	75	13	29	15								
	2,5						56	92	80	98	40	2	4	3								
	3						17	53	79	84	27	8	7	2								
	3,5							5	29	65	15	6	35	3								
	4								1	5	25	35										
	4,5									3	12	36	6									
	5										2	3	6	14	10							
5,5													13									
6														3	1							
6,5																5						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

12. Histogramas Peniche





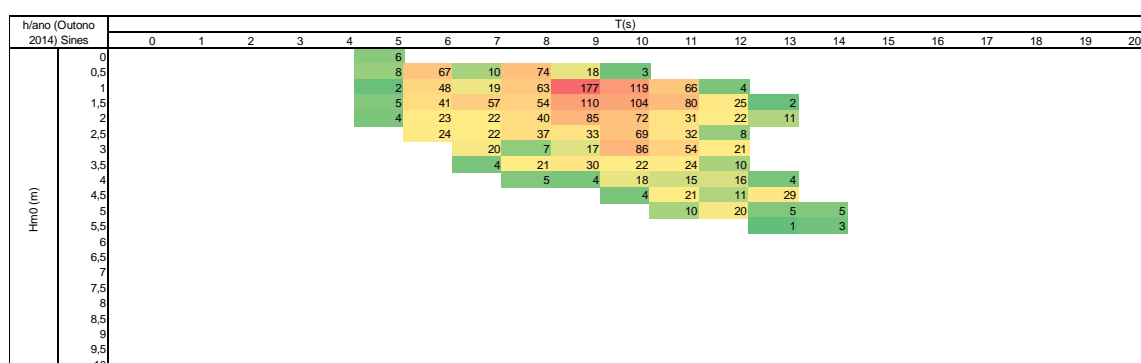
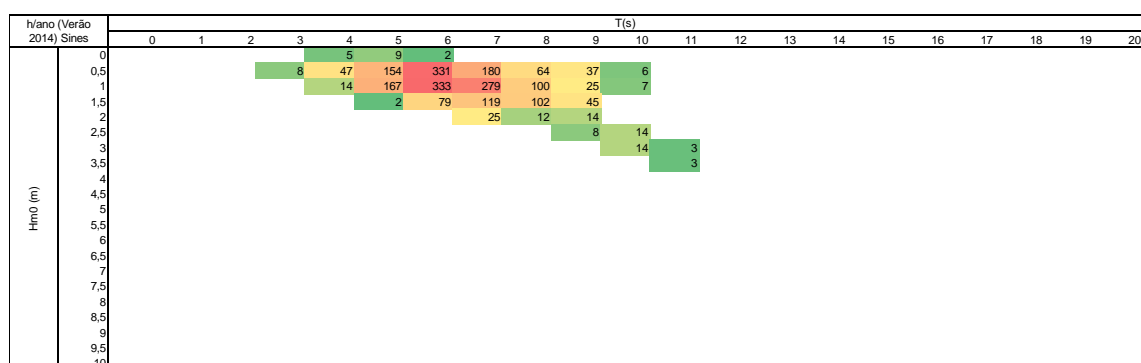
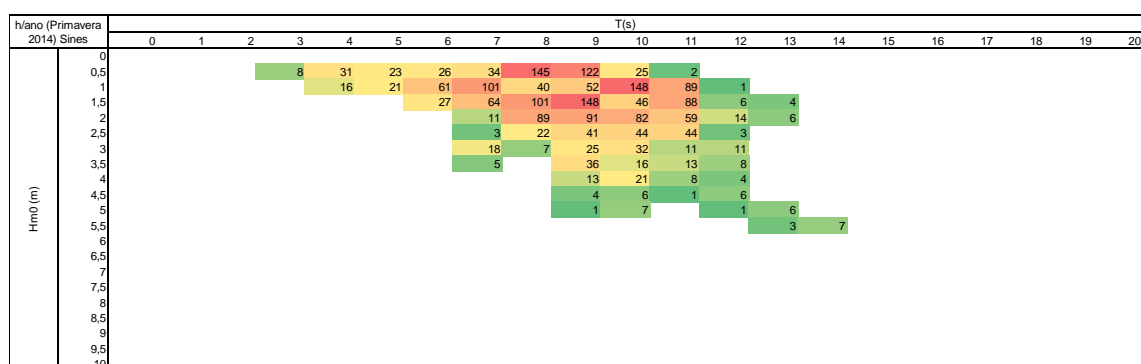
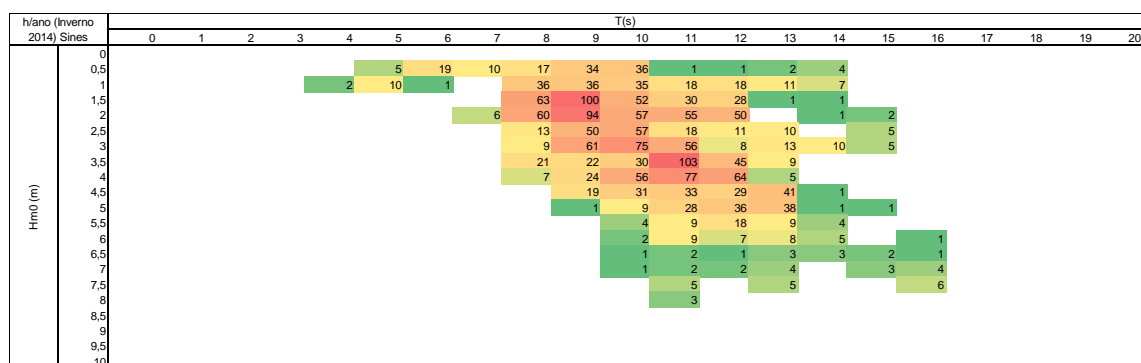
h/ano (inverno 2017) Peniche		T(s)																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Hm0 (m)	0																								
	0,5								3	9		23	33	27	1		1	3							
	1							12	15	16	14	58	72	40	15	17	3	4					2	2	
	1,5								11	33	16	72	92	133	41	17	7				4				
	2							25	10	38	11	53	98	101	53	32	2	3	2	1					
	2,5							3	3		16	9	31	80	36	6	1	9	4	1					
	3										17	27	40	35	7	7	12	2							
	3,5							2	4		18	3	5	55	44	34	10	4							
	4											2	1	15	27	17	3	3							
	4,5											1		17	24	11	4	2	2						
	5										1	3	2	17	22	33	10	3	1						
	5,5												7	18	11	1	13	19							
	6													20	21	1	2	2							
	6,5														4	8	12		6	1					
	7													3	12				5	3					
	7,5														1					4					
	8																								
8,5																									
9																									
9,5																									
10																									

h/ano (Primavera 2017) Peniche		T(s)																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Hm0 (m)	0																						
	0.5					5																	
	1				3	20																	
	1.5																						
	2						7	17															
	2.5																						
	3																						
	3.5																						
	4																						
	4.5																						
	5																						
5.5																							
6																							
6.5																							
7																							
7.5																							
8																							
8.5																							
9																							
9.5																							
10																							

h/ano (Verão 2017)		T(s)																							
Peniche		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Hm0 (m)	0																								
	0,5				4			24	111	89	19	5	3				2								
	1					6	20	60	64	198	165	81	15	12	14	2									
	1,5					5	21	50	72	127	95	89	18	2	6	2									
	2						4	58	114	47	99	47	35	33	11		1	2							
	2,5							38	67	20	34	41	42	21	4	2									
	3								19	2	11	24	18	5											
	3,5														12	7	3	1							
	4																								
	4,5																								
	5																								
5,5																									
6																									
6,5																									
7																									
7,5																									
8																									
8,5																									
9																									
9,5																									
10																									

h/ano (Outono 2017) Peniche		T(s)																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
Hm0 (m)	0																								
	0,5																								
	1																								
	1,5																								
	2																								
	2,5																								
	3																								
	3,5																								
	4																								
	4,5																								
	5																								
	5,5																								
	6																								
	6,5																								
	7																								
	7,5																								
8																									
8,5																									
9																									
9,5																									
10																									

13. Histogramas Sines



h/ano (Inverno 2015) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0							1	1	2												
	0,5			10	18		5	2	5	26	59	41	15									
	1				1		4	1		31	70	39	17	8								
	1,5					3		7	19	81	75	148	44	8	4							
	2						2		32	41	89	69	35	83	41	3	2		1			
	2,5								13	48	91	51	38	33	47	8						
	3								2	37	49	79	69	27	21	11	5		3			
	3,5								3	8	3	10	63	34	25	7	17		6			
	4										17	26	47	23								
	4,5										10	8	26	7								
	5												36	3								
5,5																						
6																						
6,5																						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Primavera 2015) Sines		T(s)																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Hm0 (m)	0																						
	0,5					7	45	44	28	33	39	9	2	2									
	1					44	87	112	99	87	82	26	2		2	4							
	1,5					15	51	83	121	149	71	103	28	15	8	7							
	2						3	75	40	54	96	110	67	33	9								
	2,5							55	27	17	28	91	17	6									
	3							2	33	9		2		1	9								
	3,5								8	3													
	4								2	6													
	4,5																						
	5																						
	5,5																						
	6																						
	6,5																						
7																							
7,5																							
8																							
8,5																							
9																							
9,5																							
10																							

h/ano (Verão 2015) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0				1	19																
	0,5				18	110	126	170	96	20	3											
	1				1	154	220	319	196	51	16	6										
	1,5					10	191	132	120	105	20	10										
	2																					
	2,5								23	18	24	15										
	3										14											
	3,5																					
	4																					
	4,5																					
	5																					
5,5																						
6																						
6,5																						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Outono 2015) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5				21	23		28	27	9	1	1	1	1	1							
	1				11	11	23	141	45	28	14	8	2	3	2							
	1,5					60	29	82	64	96	64	36	40	21	2							
	2					34	45	86	101	96	78	60	21	11	2							
	2,5						1	2	54	38	110	48	41	40								
	3							1	28	41	27	4	2	51	12							
	3,5								19	18	22	36			7							
	4								2	17	30	22	10									
	4,5									8	14	27										
	5																					
5,5																						
6																						
6,5																						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Inverno 2016) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5				18	1	4			4	32		10									
	1				5	1	22	29	39	23	36	33	28	10								
	1,5				4	7	28	30	53	49	39	22										
	2				7	15	28	31	79	101	119	7										
	2,5				3	27	38	48	68	141	69	10										
	3					7	61	74	80	97	44	39	10									
	3,5						13	65	54	24	48	25										
	4							3	28	38	15	8										
	4,5							5	25	27	2	4										
	5								13	33	13											
	5,5								1	11												
	6										3	3										
	6,5										2	10										
	7																					
	7,5																					
	8																					
	8,5																					
	9																					
	9,5																					
	10																					

h/ano (Primavera 2016) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5				57	144	62	51	14													
	1				5	5	51	70	61	2	1	1	3	1								
	1,5				2	15	71	99	63	30	54	14	11	1	3	1						
	2					4	36	63	96	111	36	34	6	1	7	2						
	2,5						36	100	103	77	37	8	11	1								
	3						7	54	56	54	26	13	19	4	3							
	3,5							20	53	18	21	13	6	7	6							
	4								29	14	12	12	1									
	4,5								5	21	11	15	9									
	5										6		20									
	5,5										3	9										
	6																					
	6,5																					
	7																					
	7,5																					
	8																					
	8,5																					
	9																					
	9,5																					
	10																					

h/ano (Verão 2016) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5				24	51	166	93	95	35												
	1				3	59	135	178	202	102	2											
	1,5					2	168	164	177	103	52	15	6									
	2						28	131	65	32	38		5									
	2,5							7	1			9	8	4								
	3												7	3								
	3,5																					
	4																					
	4,5																					
	5																					
	5,5																					
	6																					
	6,5																					
	7																					
	7,5																					
	8																					
	8,5																					
	9																					
	9,5																					
	10																					

h/ano (Outono 2016) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5					1	6	14	20	22	42	62	16									
	1					5	124	150	154	150	146	77	19									
	1,5					4	80	115	125	139	169	59	38									
	2					1	5	24	76	45	42	16	5									
	2,5						9	14	11	21	9	10	7									
	3							14	5	16	13	2										
	3,5								7	3	7	4										
	4									3	10	5										
	4,5										1	2	4									
	5																					
	5,5																					
	6																					
	6,5																					
	7																					
	7,5																					
	8																					
	8,5																					
	9																					
	9,5																					
	10																					

h/ano (Inverno 2017) Sines		T(s)																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Hm0 (m)	0							3	10	1	26	13											
	0,5					12	13	29	50	29	72	55	7	1									
	1					2	14	38	47	62	83	140	64	11	1								
	1,5					2	35	44	86	77	88	51	84	25	5	1							
	2						6	56	52	34	66	30	33	6			4						
	2,5						2	4	8	13	50	39	13	11			7						
	3						1	1	16	11	33	52	17		1	1	5						
	3,5							2	23	6	13	24	22										
	4								7	19	20	19	19	12									
	4,5								3	2	45	12	4										
	5									10	14	5	6										
	5,5									4	2	14											
	6																						
	6,5																						
	7																						
	7,5																						
8																							
8,5																							
9																							
9,5																							
10																							

h/ano (Primavera 2017) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0,5					8	13	27	23	20	4	4										
	1				23	46	93	64	121	40	17	7										
	1,5				2	13	51	93	86	68	31	27	35	6								
	2					9	38	81	75	60	55	70	40	25								
	2,5						44	73	49	56	29	46	43	26	22							
	3					10	23	5	26	40	20	7	1	5								
	3,5						1	43	3	22	31	22	14	7	9							
	4								2	11	8	4	32	1	19							
	4,5								3	3	13		4	8	17							
	5								1	21	9											
5,5																						
6																						
6,5																						
7																						
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Verão 2017) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0							5														
	0,5					12	162	197	149	48	58	6	1									
	1					4	167	244	187	157	39	33	3									
	1,5						19	261	131	53	50	10	4									
	2							40	46	21	42	28										
	2,5								4			10	2									
	3									4		4	4	3								
	3,5																					
	4																					
	4,5																					
	5																					
	5,5																					
	6																					
	6,5																					
	7																					
7,5																						
8																						
8,5																						
9																						
9,5																						
10																						

h/ano (Outono 2017) Sines		T(s)																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Hm0 (m)	0																					
	0.5				1	2	13	82	74	4												
	1			1	15	58	144	280	273	195	140	55	17									
	1.5				22	148	236	225	220	164	140	113	38	6								
	2					1	60	142	124	120	183	148	63	19								
	2.5						22	47	73	102	117	80	71	54								
	3							2	2	25	51	51	31	8	2							
	3.5									10	14	17	15	3	1							
	4										5	5	10	12	2							
	4.5											4	5	1								
	5																					
	5.5																					
	6																					
	6.5																					
7																						
7.5																						
8																						
8.5																						
9																						
9.5																						
10																						